

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ОРЕНБУРГСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ
ООО «ОренбургНИПИнефть»**

Свидетельство № 0014.02-2009-5610089954-И-008 от 25 апреля 2013г.

Заказчик: ООО «БайТекс»

**Обустройство Байтуганского нефтяного
месторождения. IX очередь**

Проектная документация

«Оценка воздействия на окружающую среду»

Книга 1 «Текст»

0261-01-00-ОВОС1

Изм.	№ Док.	Подп.	Дата
1	36-22		08.2022
2	40-22		09.2022

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ОРЕНБУРГСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ
ООО «ОренбургНИПИнефть»**

Свидетельство № 0014.02-2009-5610089954-И-008 от 25 апреля 2013г.

Заказчик: ООО «БайТекс»

**Обустройство Байтуганского нефтяного
месторождения. IX очередь**

Проектная документация

«Оценка воздействия на окружающую среду»

Книга 1 «Текст»

0261-01-00–ОВОС1

Технический директор
ООО «ОренбургНИПИнефть»

Березовский Р.А.

Главный инженер проекта

Тюшевский Д.В.

Резан	№
Полн	и дата
И.В.	№ подл

Сведения об исполнителях

Материалы оценки воздействия намечаемого по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» разработаны обществом с ограниченной ответственностью «Оренбургский научно-исследовательский и проектный институт нефти» (ООО «ОренбургНИПИнефть»), г. Оренбург.

ООО «ОренбургНИПИнефть»
 460021, Россия, Оренбургская обл.,
 г. Оренбург, пр. Гагарина, 5
 тел./факс (3235) 37-50-18
 e-mail: orenburg@oilnipi.ru

ООО «ОренбургНИПИнефть» специализируется на оказании услуг и выполнении следующих видов работ в сфере экологического нормирования и оценок:

- Разработка раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в составе проектной документации (Свидетельство о допуске № СРО-П-Б-0097-08-2016 от 29.08.2016 г.);
- Разработка проектов санитарно-защитных зон (в соответствии с новыми требованиями санитарного законодательства);
- Экологические оценки намечаемой деятельности на окружающую среду в соответствии с российскими и международными требованиями;
- Разработка проектов, планов и программ в области охраны окружающей среды;
- Оценка эколого-экономической эффективности проектов намечаемой деятельности;
- Организация и проведение публичных слушаний и общественных обсуждений.

Рез. ише №										
Подп. и дата										
Ише № подл	2	-	Изм.	40-22		09.22	0261-01-00-ОВОС			
	1	-	Изм.	36-22		08.22				
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
	Разраб.	Новикова				10.21	Оценка воздействия на окружающую среду	Стадия	Лист	Листов
								П	СС.1	
Н. Контр.	Новикова				10.21	ООО «ОренбургНИПИнефть»				
ГИП	Тюшевский				10.21					

Содержание

1	Общие сведения о планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	7
1.1	Сведения о заказчике планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	7
1.2	Наименование планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности и планируемое место ее реализации	7
1.3	Цель и необходимость реализации планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	11
1.4	Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности, включая альтернативные варианты достижения цели планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	11
1.4.1	Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по «нулевому варианту»	12
1.4.2	Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 1»	13
1.4.3	Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 2»	24
1.5	Техническое задание	30
2	Описание возможных видов воздействия на окружающую среду Планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности по альтернативным вариантам	32
2.1	Описание возможных видов воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по «нулевому варианту»	32
2.1.1	Описание воздействия хозяйственной деятельности на недра при «нулевом варианте»	32
2.1.2	Описание воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при «нулевом варианте»	32
2.1.3	Описание воздействия хозяйственной деятельности на подземные воды при «нулевом варианте»	37
2.1.4	Описание воздействия хозяйственной деятельности на поверхностные воды при «нулевом варианте»	37
2.1.5	Описание хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления при «нулевом варианте»	38
2.1.6	Описание воздействия хозяйственной деятельности на земельные ресурсы и почвенный покров при «нулевом варианте»	38
2.1.7	Описание воздействия хозяйственной деятельности на растительный мир при «нулевом варианте»	40
2.1.8	Описание воздействия хозяйственной деятельности на животный мир при «нулевом варианте»	40
2.1.9	Описание воздействия хозяйственной деятельности на социально-экономический сектор при «нулевом варианте»	40
2.2	Описание возможных видов воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 1»	41
2.2.1	Описание воздействия хозяйственной деятельности на недра при альтернативном «Варианте № 1»	41
2.2.2	Описание воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 1»	41

Изм. или №	Подп. и дата	вариант № 1» 40									
		2.1.9 Описание воздействия хозяйственной деятельности на социально-экономический сектор при «нулевом варианте» 40									
Изм. № подл.		2.2 Описание возможных видов воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 1».....41									
		2.2.1 Описание воздействия хозяйственной деятельности на недра при альтернативном «Варианте № 1» 41									
		2.2.2 Описание воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 1».....41									
		2	-	Изм.	40-22		09.22	0261-01-00-ОВОС			
1	-	Изм.	36-22		08.22						
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Изм. № подл.		Разраб.		Новикова			10.21	Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
		Провер.		Тюшевский			10.21		П	1	656
									ООО		
		Н. Контр.		Новикова			10.21		«ОренбургНИПИнефть»		
		ГИП		Тюшевский			10.21				

2.2.3	Описание воздействия хозяйственной деятельности на подземные воды при альтернативном «Варианте № 1».....	45
2.2.4	Описание воздействия хозяйственной деятельности на поверхностные воды при альтернативном «Варианте № 1».....	46
2.2.5	Описание хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления при альтернативном «Варианте № 1».....	47
2.2.6	Описание воздействия хозяйственной деятельности на земельные ресурсы и почвенный покров при альтернативном «Варианте № 1».....	52
2.2.7	Описание воздействия хозяйственной деятельности на растительный мир при реализации альтернативного «Варианта № 1».....	53
2.2.8	Описание воздействия хозяйственной деятельности на животный мир при реализации альтернативного «Варианта № 1».....	53
2.2.9	Описание воздействия хозяйственной деятельности на социально-экономический сектор при альтернативном «Варианте № 1».....	53
2.3	Описание возможных видов воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 2».....	54
2.3.1	Описание воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 2».....	54
2.3.2	Описание хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления при альтернативном «Варианте № 2».....	67
3	Описание окружающей среды, которая может быть затронута планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельностью в результате ее реализации (по альтернативным вариантам).....	68
3.1	Физико-географические условия.....	68
3.2	Природно-климатические условия	68
3.3	Характеристика существующего уровня загрязнения атмосферного воздуха	70
3.4	Геологические условия.....	72
3.5	Гидрогеологические условия. Характеристика существующего уровня загрязнения.....	81
3.5.1	Гидрогеологические условия	81
3.5.2	Характеристика существующего уровня загрязнения подземных вод	91
3.6	Гидрографические условия. Характеристика существующего уровня загрязнения	95
3.6.1	Гидрографические условия	95
3.6.2	Характеристика существующего уровня загрязнения	98
3.7	Почвенные условия. Характеристика существующего уровня загрязнения	106
3.7.1	Почвенные условия	106
3.7.2	Характеристика существующего уровня загрязнения	114
3.8	Радиационные условия.....	120
3.9	Оценка территории по физическим факторам.....	131
3.10	Социально-экономическая ситуация района.....	133
3.11	Санитарно-эпидемиологическая ситуация района.....	134
3.12	Характеристика растительного мира.....	141
3.13	Характеристика животного мира.....	144
3.14	Оценка расположения проектируемого объекта относительно территорий с особым режимом пользования.....	149

Взам. ише №	3.8 Радиационные условия 120						Лист
	3.9 Оценка территории по физическим факторам 131						
Подп. и дата	3.10 Социально-экономическая ситуация района.....133						2
	3.11 Санитарно-эпидемиологическая ситуация района.....134						
	3.12 Характеристика растительного мира.....141						
	3.13 Характеристика животного мира.....144						
Ише № подл	3.14 Оценка расположения проектируемого объекта относительно территорий с особым режимом пользования.....149						Лист
	0261-01-00-ОВОС						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3.14.1	Сведения об особо охраняемых природных территориях федерального, регионального и местного значения, в том числе данные о наличии или отсутствии в границах участков проведения работ охранных зон особо охраняемых природных территорий (государственных природных заповедников, национальных парков, природных парков, памятников природы).....	149
3.14.2	Сведения об объектах культурного наследия, включенных в реестр объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации, выявленных объектах культурного наследия, объектах, обладающих признаками объекта культурного наследия, зонах охраны объектов культурного наследия, защитных зонах объектов культурного наследия	151
3.14.3	Сведения об объектах всемирного наследия и их охранных (буферных) зонах.....	155
3.14.4	Сведения о пересекаемых водных объектах и водных объектах, расположенных в зоне возможного влияния объектов проектирования (размеры водоохранных зон, прибрежных защитных полос, рыбоохранных зон; данные о присвоенной категории рыбохозяйственного значения)	155
3.14.5	Сведения о зонах затопления и подтопления (по результатам инженерно-геологических изысканий).....	157
3.14.6	Сведения о лесах (данные о наличии или отсутствии в границах участков проведения работ защитных лесов и особо защитных участков лесов)	157
3.14.7	Сведения о поверхностных и подземных источниках водоснабжения и зонах санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения.....	162
3.14.8	Сведения о территориях лечебно-оздоровительных местностей и курортов федерального, регионального и местного значения (в том числе сведениях о наличии или отсутствии в границах участков проведения работ округов санитарной (горно-санитарной) охраны территорий лечебно-оздоровительных местностей и курортов)	165
3.14.9	Сведения о скотомогильниках, биотермических ямах и других местах захоронения трупов животных (в том числе сведений о наличии или отсутствии в границах участков проведения работ: установленных санитарно-защитных зон скотомогильников, биотермических ям, «моровых полей»), а также о территориях, признанных уполномоченным органом неблагополучными по факторам эпизоотической опасности	166
3.14.10	Сведения о наличии на территории намечаемого строительства особо ценных продуктивных сельскохозяйственных угодий.....	167
3.14.11	Данные о свалках и полигонах промышленных и твердых коммунальных отходов	167
3.14.12	Сведения о приаэродромных территориях аэродромов гражданской, экспериментальной авиации.....	167
3.14.13	Сведения о наличии на территории намечаемого строительства территорий или акваторий водно-болотных угодий и ключевых орнитологических территорий	169
3.14.14	Сведения о наличии на территории намечаемого строительства санитарно-защитных зон кладбищ, зданий и сооружений похоронного назначения	170
3.14.15	Наличие полезных ископаемых в недрах.....	170
3.14.16	Сведения о наличии санитарно-защитной зоны.....	170
4	Оценка воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности по рассмотренным альтернативным вариантам, в том числе оценка достоверности прогнозируемых последствий планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	174

Взам. ише №							
Подп. и дата							
Ише № подл							
						0261-01-00-ОВОС	Лист
							3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.1	Оценка воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности на атмосферный воздух	174
4.1.1	Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при «нулевом варианте»	175
4.1.2	Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 1»	190
4.1.2.1	Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух на этапе демонтажных работ и строительства проектируемых сооружений	190
4.1.3	Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 2»	266
4.2	Оценка шумового воздействия объекта на окружающую среду	358
4.2.1	Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «нулевом варианте»	358
4.2.2	Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «Варианте №1»	358
4.2.3	Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «Варианте №2»	358
4.3	Оценка воздействия вибрации проектируемых объектов в период эксплуатации и строительства	373
4.4	Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы	376
4.4.1	Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы при «нулевом варианте»	376
4.4.2	Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы при «Варианте №1» и «Варианте №2»	376
4.5	Оценка воздействия объекта на геологическую среду	408
4.6	Оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на подземные воды	414
4.6.1	Оценка воздействия хозяйственной деятельности на подземные воды при «нулевом варианте»	414
4.6.2	Оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на подземные воды при «Варианте №1» и «Варианте №2». Сведения о водопотреблении	415
4.7	Оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на поверхностные воды. Сведения о водоотведении	427
4.7.1	Оценка воздействия хозяйственной деятельности на поверхностные при «нулевом варианте»	427
4.7.2	Оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на поверхностные при «Варианте № 1» и «Варианте № 2»	428
4.8	Баланс водопотребления и водоотведения	447
4.9	Оценка воздействия отходов производства и потребления на состояние окружающей среды при реализации намечаемой (планируемой) деятельности	449
4.9.1	Оценка воздействия отходов производства и потребления на состояние окружающей среды при реализации намечаемой (планируемой) деятельности при «нулевом варианте»	449
4.9.2	Оценка воздействия отходов производства и потребления на состояние окружающей среды при реализации намечаемой (планируемой) деятельности при «Варианте №1» и «Варианте № 2»	449
4.10	Оценка воздействия промышленного объекта на растительный и животный мир	478
4.10.1	Оценка воздействия на растительный и животный мир при «нулевом варианте»	478
4.10.2	Оценка воздействия на растительный и животный мир при альтернативных «Варианте №1» и «Варианте №2»	478

Име. № подл.	Подп. и. дата	Взам. ише. №							Лист
			0261-01-00-ОВОС						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

4.11	Оценка воздействия на ООПТ, исторические и археологические памятники в зоне воздействия проектируемых объектов.....	488
4.12	Оценка воздействия на социальные условия и здоровье населения.....	488
4.13	Оценка воздействия промышленного объекта при аварийных ситуациях.....	498
4.13.1	Описание возможной аварийной ситуации и оценка воздействия на окружающую среду при аварийной ситуации в период эксплуатации проектируемых сооружений	498
4.13.2	Описание возможной аварийной ситуации и оценка воздействия на окружающую природную среду при аварийной ситуации в период строительства проектируемых сооружений	511
4.14	Общая характеристика воздействия промышленного объекта на окружающую среду	531
5	Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов	527
5.1	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	527
5.2	Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова	530
5.3	Мероприятия по рациональному использованию и охране вод и водных биоресурсов на пересекаемых линейным объектом реках и иных водных объектах.....	538
5.4	Специальные меры по снижению негативного воздействия на подземные воды в пределах II и III поясов ЗСО подземного водозабора.....	540
5.5	Мероприятия, направленные на снижение (минимизацию) воздействия отходов производства и потребления на компоненты окружающей среды	545
5.6	Мероприятия по предотвращению, смягчению и уменьшению негативного воздействия на геологическую среду.....	549
5.7	Мероприятия по охране растительного и животного мира	555
5.7.1	Мероприятия по охране растительного мира	555
5.7.2	Мероприятия по охране животного мира.....	556
5.8	Мероприятия по охране объектов культурного наследия (памятников истории и культуры)	559
5.9	Мероприятия по охране социально-экономической среды	559
5.10	Мероприятия по охране недр и континентального шельфа Российской Федерации.....	559
5.11	Комплекс мероприятий по снижению опасности аварийной ситуации.....	560
6	Сведения о применении НДТ на проектируемом объекте	566
7	Программа производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации, а также при авариях.....	567
7.1	Сведения о существующих программах производственного экологического контроля и мониторинга.....	568
7.2	Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга в период строительных работ	573
7.3	Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга в период эксплуатации проектируемых объектов	592
8	Выявленные при проведении оценки неопределенности в определении воздействий намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду.....	605

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
7.1	Сведения о существующих программах производственного экологического контроля и мониторинга.....568						
7.2	Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга в период строительных работ 573						
7.3	Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга в период эксплуатации проектируемых объектов 592						
8	Выявленные при проведении оценки неопределенности в определении воздействий намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду.605						

Взам. ише. №	
Подп. и дата	
Име. № подл.	

Име № прото	Полн и дана	Рзан ине №

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 Сведения о заказчике планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности

№	Наименование	Параметры, реквизиты и т. п.
1	2	3
1	Наименование объекта	«Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь»
2	Наименование владельца	ООО «БайТекс»
3	Почтовый адрес	Россия 461630, РФ, Оренбургская область г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ул. Революционная, дом 51/36 Телефон/факс (3532)6-36-20, (3532)6-36-21
4	Наименование проектировщика	ООО «ОренбургНИПИнефть»
5	Район строительства	Муниципальные районы Камышлинский и Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области
6	Режим работы	Круглосуточно, круглогодично

Хозяйственная деятельность общества с ограниченной ответственностью «БайТекс» (ООО «БайТекс»), заключается в разработке углеводородных залежей на Байтуганском нефтяном месторождении.

Деятельность рассматриваемого месторождения ООО «БайТекс» осуществляется на основании лицензии ОРБ №13173 НЭ от 01.06.2005г. продлена на срок до 31.12.2037г.

Фамилия, имя, отчество, телефон сотрудника – контактного лица.

Контактное лицо:

Главный инженер ООО «БайТекс»

Бажанов Игорь Юрьевич

Тел.8(35352)6- 36-20 доб. 102

ООО «БайТекс» владеет лицензией на Байтуганское месторождение ОРБ13173НЭ от 31.12.2012 г на срок до 31.12.2037 года выданной ООО «БайТекс» (см. Приложение А Книга 2.1 261-01-00-ОВОС2.1) и ведет работы по реализации проекта «Технологический проект разработки Байтуганского нефтяного месторождения (ООО «БайТекс»)), выполненный в 2020 году. ЦКР Роснедра по УВС (г. Москва) в результате рассмотрения данной работы (протокол № 8004 от 25.11.2020 г.).

Байтуганское месторождение находится на территории Северного района Оренбургской области и Камышлинского и Клявлинского района Самарской области.

1.2 Наименование планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности и планируемое место ее реализации

По проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» объектом инвестиционного проектирования и планируемое место его реализации является Байтуганское нефтяное месторождение.

Согласно свидетельств о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду №СІ4EWVYA от 2018-09-13 дожимная насосная станция – Клявлинский район, №СКОFXMYQ от 2018-10-29 нефтепромысел

						0261-01-00-ОВОС	Лист
							7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Клявлинский район, №CI4EWVYI от 2018-09-13 нефтепромысел Камышлинский район и №BCWL4IFU от 16.03.2017 нефтепромысел Северный район Байтуганское месторождение относится к объектам I категории негативного воздействия на окружающую среду (см. Приложение Ж). На основании Федерального закона №174-ФЗ от 23.11.1995 г. «Об экологической экспертизе» для объектов I категории осуществляется проведение государственной экологической экспертизы.

Байтуганское месторождение, в пределах которого предусматривается проведение работ в рамках настоящей проектной документации, располагается в Камышлинском и Клявлинском районах Самарской области и Северном районе (большая часть) Оренбургской области.

Районные центры Оренбургской области посёлок Северное и город Бугуруслан расположены 12 км восточнее и 60 км севернее Байтуганского месторождения; районные центры Самарской области посёлок Камышла и станция Клявлино – 13 км юго-западнее и 26 км северо-западнее.

Основные населенные пункты расположены к югу и юго-востоку от месторождения: Новое Усманово – в 1,5 км, Татарский Байтуган – в 2 км, Чувашский Байтуган – в 2,5 км, Бакаево – в 4 км от контура месторождения.

На площади месторождения (в западной части) расположено небольшое село Березовая поляна Камышлинского района, сёла Ерилкино Клявлинского района и Красный Яр Камышлинского района примыкают к северо-западной и западной границам контура месторождения). Сёла Камышлинского района Новое Усманово и Татарский Байтуган находятся в 1,5 км к югу и 2 км к юго-западу от контура месторождения. Село Камышлинка Северного района находится в 5,9 км к востоку от контура месторождения.

К востоку располагаются месторождения, относящиеся к Северной группе месторождений НГДУ «Бугурусланнефть» Сокское в 10 км, Черновское в 15 км, Кирсановское, Пашкинское. К западу располагается Бузбашское месторождение. Другие промышленные объекты вблизи месторождения отсутствуют.

Проектируемые объекты расположены в трех административных районах: Клявлинском и Камышлинском Самарской области и Северном районе Оренбургской области Байтуганского месторождения. Ближайшие населенные пункты:

- с Ерилкино Клявлинского района Самарской области расположено в 578 м к западу от ближайшего проектируемого выкидного трубопровода от скв. 1751 Н до точки врезки в выкидной трубопровод от скв. 1514 до АГЗУ-2;

- с Березовая Поляна Клявлинского района Самарской области расположено в 710 м к юго-западу от ближайшей проектируемой площадки скважины № 1024;

- с. Новое Усманово Камышлинского района Самарской области расположено в 274 м к югу от ближайшего проектируемого нефтегазосборного коллектора от УЗ№5 до УПН;

- с. Староборискино Северного района Оренбургской области находится в 2300 м к востоку от трассы проектируемого выкидного трубопровода от скв. 512Н до АГЗУ-21;

- с. Бакаево Северного района Оренбургской области находится в 3230 м к востоку от трассы проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН.

В 5 км севернее и в 60 км южнее от месторождения проходят железнодорожные магистрали «Ульяновск-Уфа» (ближайшие к месторождению ж/д станции Маклауш и Дымка) и «Самара-Уфа».

В экономическом отношении район Байтуганского месторождения является сельскохозяйственным. Основная масса населения занята сельским хозяйством.

К востоку располагаются месторождения, относящиеся к Северной группе месторождений НГДУ «Бугурусланнефть» Сокское в 10 км, Черновское в 15 км, Кирсановское, Пашкинское. К западу располагается Бузбашское месторождение. Другие промышленные объекты вблизи месторождения отсутствуют.

Обзорная карта размещения месторождения представлен на рис.1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							8

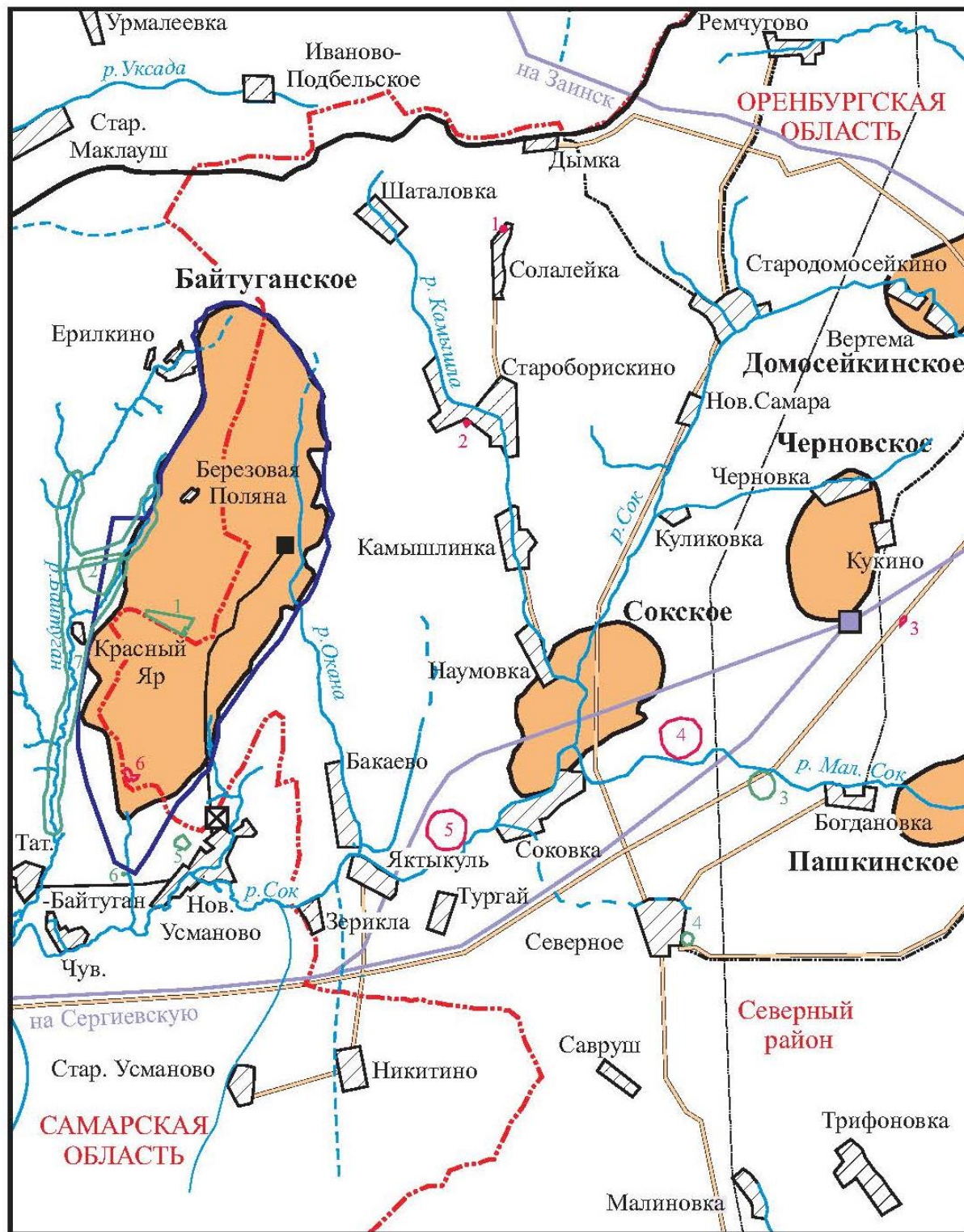


Рис.1 Обзорная карта района Байтуганского месторождения

Масштаб 1:200000

Условные обозначения см. на следующей стр.

Рез. ил. №

Подп. и дата

Ил. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

9

Формат А4

Условные обозначения к рис.1:

	Нефтяные месторождения
	Населенные пункты
	Реки
	Железные дороги
	Автомобильные дороги
	Граница областная
	ЛЭП
	Лицензионный участок
	Газопровод
	Нефтепровод
	ДНС
	УПН
	Компрессорная станция
Памятники природы:	
Утвержденные	
1	Осиновый и осиново-липовый древостой
2	Камышлинская кленово-ясенниковая дубрава
3	Сокская урема
4	Северный Сосновый бор
5	Ново-Усмановская сероводородная вода
6	Родник "Шарлак"
7	Ульяновско-Байтуганское междуречье
Проектируемые	
1	Родник Солалейка
2	Староборискинский парк
3	Придорожная выемка-утес
4	Малосокская сыртовая степь
5	Сокская сыртовая степь
6	Усмановский сосновый бор

Резонанс №

Подпись

Имя №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

10

1.3 Цель и необходимость реализации планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности

Действующим технологическим проектным документом является «Технологический проект разработки Байтуганского нефтяного месторождения (ООО «БайТекс»)), выполненный в 2020 году. ЦКР Роснедра по УВС (г. Москва) в результате рассмотрения данной работы (протокол № 8004 от 25.11.2020 г.).

Согласно проекта разработки, на Байтуганском месторождении осуществляется добыча, сбор и подготовка нефти. Добыча нефти ведется в механизированным способом с помощью насосов ШГН. На месторождении осуществляется добыча, сбор и подготовка нефти. Добытая на скважинах нефть собирается и транспортируется до нефтесборных установок (НСУ) или автоматических групповых замерных установок (АГЗУ) и далее на дожимную насосную станцию (ДНС), затем нефть поступает на установку подготовки нефти (УПН), расположенную на территории Самарской области.

Цель планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности по данному проекту: в соответствии с заданием на проектирование планируется обустройство скважин и АГЗУ Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь.

1.4 Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности, включая альтернативные варианты достижения цели планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности

Техническим заданием на проведение оценки воздействия на окружающую среду предусматривается провести предварительную оценку возможных воздействий на окружающую среду намечаемой деятельности по девятой очереди обустройства Байтуганского месторождения.

Проектируемые сооружения предназначены для создания производственной инфраструктуры Байтуганского нефтяного месторождения, обеспечивают сбор и подачу сырой нефти на существующую УПН, увеличение объемов закачки рабочего агента, для поддержания требуемого пластового давления продуктивных пластов.

Проектными решениями принята напорная герметизированная система сбора пластовой нефти.

Техническими решениями по обустройству IX очереди Байтуганского месторождения предусмотрено:

- обустройство 57-ми добывающих скважин;
- перевод четырех нагнетательных скважин в добывающие;
- строительство выкидных и нефтегазсборных трубопроводов;
- замену существующих замерных установок на двухпоточные замерные установки, обеспечивающие замер дебета нефти добываемой из разных нефтеносных пластов без смешивания;
- строительство 14-ти АГЗУ.

Принимая решение о перечне объектов, вошедших в девятую очередь обустройства Байтуганского месторождения, месторасположении этих объектов, ООО «БайТекс» была учтена существующая система трубопроводного транспорта, а также расположение скважин, вышедших из бурения и переходящих в обустройство.

В соответствии с п. 4.4 Приказа Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.12.2020 г. № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду», при проведении оценки воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности, были

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
											11

рассмотрены альтернативные варианты достижения планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности.

Цель рассмотрения альтернативных вариантов в процессе ОВОС заключается в всесторонней оценке альтернативных вариантов достижения планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности и выборе наиболее целесообразного с позиции социально-экономической эффективности и экологической безопасности.

Всего было рассмотрено три альтернативных варианта реализации планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности:

- «нулевой вариант» (отказ от планируемой деятельности);
- Вариант №1;
- Вариант №2.

1.4.1 Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по «нулевому варианту»

При рассмотрении «нулевого варианта» - отказ от планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности, технологическая схема объектов нефтедобычи Байтуганского месторождения не изменится, дополнительное оборудование не предусматривается.

Согласно технического задания на проектирования, основные технико-экономические показатели объекта на 2021 г.:

Максимальный уровень добычи нефти – 407,1 тыс.т/год;

Максимальный уровень добычи жидкости – 888,9 тыс.т/год;

Максимальный уровень добычи газа – 6,8 млн.м³/год.

Характеристика Байтуганского нефтяного месторождения по «нулевому варианту разработки»:

Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом.

В промышленной разработке находятся четыре пласта - А4, С1s, Б2, В1.

Существующие добывающие скважины – 383 шт.

ДНС-1, 2 – 2 шт.

УПН – 1 шт.

Существующие АГЗУ – 37 шт. (№№ 1, 2, 2а, 3,3а, 4, 5, 5а,6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 13а,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,27а,28,29,30,31,32).

Подстанция «Байтуган 1», ТП 35/6 – 2 шт.

Подстанция «Байтуган 2», ТП 35/6 – 2 шт.

ГТЭС – 1 шт.

В настоящее время на территории месторождения имеется существующая система поддержания пластового давления (ППД) состоящая из:

– БГ – 13 шт. (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13);

– КНС-1 (шурфы №3,4,11) в районе ДНС-1 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

– КНС-2 (шурфы № 1,2,10) на УПН (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

– БКНС-3 на УПН (2 насоса производительностью 219тыс.м³/год каждый);

– шурф №6 площадка скв.299, 1677 (производительностью 91,3 тыс.м³/год) площадка нагнетательной скв. 1613;

– шурфы №7А, 7Д, площадка скв.1631 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

– шурф №9 в районе БГ №3 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

– шурф №5 в районе БГ №9 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

– шурф №8А в районе БГ №11 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

– шурф №14 в районе БГ №13 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

– шурф №12 в районе БГ №10 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Результат	Подп.	Изм.	Лист	№ док.	Дата	0261-01-00-ОВОС	12

- шурфы №13 и 13Д в районе БГ №5 (производительностью 91,3 тыс.м³/год);
- водозаборные скважины «Южный водозабор» - 3 шт. (№№ 1ю, 2ю, 4ю (2- раб, 1-резерв);
- водозаборные скважины «Северный водозабор» - 12 шт. (№№ 1с- 5с, 8с, 9с-12с - консервация; 7с-бурение; 6с-обустройство);
- водозаборная скважина В/К13- скв.205, работающая по схеме «Тандем» (водозаборная скважина обвязана таким образом, что добываемая вода попадает по трубопроводу в рядом расположенную нагнетательную скважину).

Действующий фонд нагнетательных скважин 56шт.

В качестве резерва, на случай порыва водоводов, на УПН имеется система поглощения. Закачка сточных вод в полигон поглощения осуществляется на основании лицензии СМР №01043 ПЭ. Давление на устье поглощающей скважины 3,0 МПа. Ожидаемый объем закачки сточных вод в горизонт – 73,0 тыс.м³/год (200 м³/сут) согласно рабочего проекта 38.07-00.00 «Реконструкция УПН Байтуганского месторождения ООО «БайТекс».

Подстанция 35/6 «Байтуган 1», с двумя трансформаторами ТМН по 4000 кВА;

Подстанция 35/6 «Байтуган 2», с двумя трансформаторами ТМН по 6300 кВА.

ГТЭС – мощность 1,8 МВт (Режим работы: находится в консервации).

На Байтуганском месторождении принята напорная герметизированная система сбора пластовой нефти.

Описание технологической схемы.

Согласно принятой технологической схемы производства продукция с существующих добывающих скважин Байтуганского месторождения по выкидным трубопроводам диаметром 89х7 мм под давлением развиваемым станками-качалками, которыми оборудованы устья скважин, поступает на существующие и проектируемые автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), РИНГ или СКЖ, где производится замер дебитов скважин. АГЗУ располагаются на отдельных площадках, счетчики РИНГ, СКЖ – на устье одиночной скважины.

После замера нефтяная эмульсия по существующим нефтегазосборным трубопроводам диаметром 89х7, 114х7, 159х8, 219х8 мм поступает на ДНС-1, 2. Далее по нефтегазосборным трубопроводам и нефтепроводам (напорным) диаметром 159х8 мм, 219х8 мм, 273х8 мм продукция скважин поступает на УПН «Байтуганская», где осуществляется процесс обезвоживания и дегазирования нефти.

Система ППД Байтуганского месторождения необходима для поддержания пластового давления в скважинах.

Закачка рабочего агента в пласт осуществляется по схеме «кустовая насосная станция (БКНС, КНС) или шурф – блок напорной гребенки (БГ) - высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – нагнетательные скважины».

Учет закачиваемой воды осуществляется на водораспределительных гребенках и на индивидуальных узлах учета.

Источниками воды для системы ППД существующих скважин являются:

- пластовая вода с УПН Байтуганского месторождения;
- пластовая вода с КНС-1 (ДНС-1) Байтуганского месторождения;
- техническая вода от водозаборных скважин южного и северного водозаборов.

1.4.2 Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 1»

Альтернативный «Вариант №1» предусматривает строительство проектируемых АГЗУ на каждый поток. Таким образом, планируется строительство следующих объектов:

- обустройство 57 шт. добывающих скважин (скважины №№ 590, 1738А, 1749, 420А, 429А, 1670А, 1748, 1750, 584А, 569, 1747, 1751, 1752, 562, 564, 1004, 571, 1007, 1014, 572н, 573, 575,

Резерв	№
Подп.	и
Изм.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

13

576, 565, 1019, 581, 1578, 1024, 589, 1025, 437, 512н, 511, 510, 1717, 1044, 1222, 1203, 1721н, 1211, 1214, 1586, 809А, 1647, 1620, 1231, 1079, 554, 459н, 478, 1230, 1502, 1037, 1694н, 1599н, 499н, 499Ан);

- перевод 4х нагнетательных скважин в добывающие: 463н, 1635н, 1242н, 465;
- замену существующих узлов УЗ№3, УЗ№5;
- строительство напорных нефтепроводов:
 - строительство напорного нефтепровода от УЗ№3 (ДНС-2) до УЗ№5 (2 линии), Ø219мм;
 - строительство напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН, Ø273мм.
- Предусмотреть подключение скважин к существующим АГЗУ, при необходимости предусмотреть дополнительную установку 28 дополнительных АГЗУ (АГЗУ№43(И), АГЗУ№43(П), АГЗУ№13Б(И), АГЗУ№13Б(П), АГЗУ№37(И), АГЗУ№37(П), АГЗУ№14А(И), АГЗУ№14А(П), АГЗУ№18А(И), АГЗУ№18А(П), АГЗУ№40(И), АГЗУ№40(П), АГЗУ№41(И), АГЗУ№41(П), АГЗУ№39(И), АГЗУ№39(П), АГЗУ№42(И), АГЗУ№42(П), АГЗУ№10А(И), АГЗУ№10А(П), АГЗУ№47(И), АГЗУ№47(П), АГЗУ-20А(И), АГЗУ-20А(П), АГЗУ-50(И), АГЗУ-50(П), АГЗУ-49(И), АГЗУ-49(П) на каждый поток;
- Предусмотреть замену существующих АГЗУ на двух поточные : АГЗУ-22, АГЗУ-20, АГЗУ-33, АГЗУ-27А.
- Предусмотреть строительство нефтегазосборных трубопроводов от:
 - АГЗУ №25 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод АГЗУ-11-УПН, Ø159х8;
 - АГЗУ №11 до УЗ №35, Ø159х8;
 - АГЗУ №11 до УЗ №62, Ø159х8;
 - АГЗУ №12 до УЗ №63, Ø159х8;
 - АГЗУ №17 до УЗ №64, Ø159х8;
 - АГЗУ №15 до УЗ №65, Ø159х8;
 - АГЗУ №14 до УЗ №22(а) нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-47, Ø114х7;
 - АГЗУ-27(УЗ№53) до УЗ№67 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø159х8;
 - АГЗУ№43 до УЗ№64 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø114х7;
 - АГЗУ№13Б(И) до УЗ№5 в районе скв.1625, Ø114х7;
 - АГЗУ№13Б(П) до УЗ№6, Ø114х7;
 - АГЗУ№37 до УЗ №66 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø114х7;
 - АГЗУ№14А(И) до УЗ №73 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø89х7;
 - АГЗУ№14А(П) до УЗ №25 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7;
 - АГЗУ№18А(И) до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН (1-я линия) , Ø114х7;
 - АГЗУ№18А(П) до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН(2-я линия) , Ø114х7;
 - АГЗУ№40(И) до УЗ№68 напорного нефтепровода ДНС1-УПН, Ø114х7;
 - АГЗУ№40(П) до УЗ№55, Ø89х7;
 - АГЗУ №41(И) до УЗ №10 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН, Ø114х7;
 - АГЗУ №41(П) до УЗ №9 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН, Ø114х7;
 - АГЗУ №39(И) до УЗ №28 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7;
 - АГЗУ №39(П) до УЗ №72 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø89х7;
 - АГЗУ №42(И) до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН(1-я линия) , Ø114х7;
 - АГЗУ №42(П) до УЗ№9 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН(2-я линия) , Ø114х7;
 - АГЗУ №10А(И) до УЗ№3 (ДНС-2), Ø114х7;
 - АГЗУ №10А(П) до УЗ№3 (ДНС-2), Ø89х7;
 - АГЗУ №47(И) до УЗ №23 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7;
 - АГЗУ №47(П) до УЗ №74 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114х7;
 - АГЗУ№50(И) до АГЗУ-18, Ø89х7;
 - АГЗУ№50(П) до АГЗУ-13, Ø89х7;
 - АГЗУ№49(И) до УЗ№3 , Ø89х7;
 - АГЗУ№49(П) до УЗ№6, Ø89х7;
 - АГЗУ-27А(И) до УЗ№52, Ø114х7;

Резерв №	АГЗУ №29(І) до УЗ №28 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7; АГЗУ №39(ІІ) до УЗ №72 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø89х7; АГЗУ №42(І) до УЗ №9 напорного нефтепровода УЗ №5-УПН(1-я линия) , Ø114х7; АГЗУ №42(ІІ) до УЗ №9 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН(2-я линия) , Ø114х7; АГЗУ №10А(І) до УЗ №3 (ДНС-2), Ø114х7; АГЗУ №10А(ІІ) до УЗ №3 (ДНС-2), Ø89х7; АГЗУ №47(І) до УЗ №23 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7; АГЗУ №47(ІІ) до УЗ №74 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114х7; АГЗУ №50(І) до АГЗУ-18, Ø89х7; АГЗУ №50(ІІ) до АГЗУ-13, Ø89х7; АГЗУ №49(І) до УЗ №3 , Ø89х7; АГЗУ №49(ІІ) до УЗ №6, Ø89х7; АГЗУ-27А(І) до УЗ №52, Ø114х7;						
Подп и дата							
Изм № подл							
						0261-01-00-ОВОС	Лист
							14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

АГЗУ-27А(II) до УЗ№15(сущ.), Ø114х7;
 АГЗУ №27(УЗ№53) до УЗ №52, Ø159х8;
 УЗ№52-УЗ№78 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø159х8;
 УЗ№9 до УЗ№5, Ø114х7;
 УЗ№6 до УЗ№8, Ø159х8;
 АГЗУ №22 до ДНС-2, Ø114х7;
 АГЗУ №22 до УЗ №45 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2, Ø159х8;
 АГЗУ №20 до УЗ №47 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2, Ø89х7;
 АГЗУ №20 до УЗ №47(А) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ №22 до ДНС-2, Ø114х7;
 АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47, Ø89х7;
 АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47(А), Ø89х7;
 АГЗУ №33 до УЗ №73 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ №33 до УЗ №25 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø89х7;
 АГЗУ-11 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств, Ø159х8;
 УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств, Ø159х8;
 УЗ №35 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159х8;
 УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159х8;

- Предусмотреть строительство трубопроводов от следующих скважин:

от скв.1707,447 до АГЗУ-42;
 от скв.518 до АГЗУ-6;
 от скв.464,810, до АГЗУ-10А;
 от скв.462,811, до АГЗУ-13Б;
 от скв.419н,420,429,до АГЗУ-14А;
 от скв.1644,1645,1708,1652до АГЗУ-18А;
 от скв.414,415,260Д до АГЗУ-27;
 от скв.301, 423до АГЗУ-33;
 от скв.1082,1088,1093,1686,1693н до АГЗУ-37;
 от скв.1670,428,1657н,434 до АГЗУ-39;
 от скв.403 до АГЗУ-40;
 от скв.1076 до АГЗУ-43;
 от скв.1089,1659,405,1086,1702,410,413 на АГЗУ-27А;
 от скв.1240 до т.в в скв.№571-АГЗУ-2А;
 от скв. 1716, 1059, 1608, 821 до АГЗУ-20А;
 от скв.1658 до АГЗУ-50.

- строительство узла запорной арматуры УЗ №8 в районе АГЗУ-13 DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №9 в районе АГЗУ-18А DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №10 в районе АГЗУ-41 DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №13 в районе существующего узла на стеклопластиковом нефтепроводе перед УПН DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №6 в районе АГЗУ-13 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №7 в районе скв.1625 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №52 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №53 в районе АГЗУ-27DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №71 в районе скв.1650 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №72 в районе АГЗУ-12А, 39 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №73 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А, 33 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №74 в районе АГЗУ-14,47 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №75 с электроприводом перед водным переходом через р. Мокрый Якшигул DN=150;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							15

- строительство узла запорной арматуры №76 с электроприводом после водного перехода через реку Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №77 с электроприводом после водного перехода через ручей б/н DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №78 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №32 в районе скв.1650 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №30 в районе АГЗУ-39 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №24 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А, 33 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №22 в районе АГЗУ-14DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №19 с электроприводом перед водным переходом через р. Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №18 с электроприводом после водного перехода через реку Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №16 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №25DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №23 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №22(а) DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №48(Б) DN=80;
- строительство узла запорной арматуры №47(А) DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №47 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №45А DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №46(А) DN=100;
- строительство узлов запорной арматуры с электроприводом DN=100 (2 шт.);
- предусмотреть замену входной гребенки У-1 на территории УПН Байтуганского месторождения на ГР-1;
- предусмотреть замену существующих узлов: УЗ№3 на территории ДНС-2, УЗ№5 в районе скв.1625.

- перевод 4-х существующих добывающих скважин в нагнетательные: №№402н, 421, 486н, 1715;
- строительство высоконапорного водовода т.вр.БГ-9-скв.409- скв.402н;
- строительство высоконапорного водовода т.вр.БГ-6-скв.1629- скв.421;
- обустройство нагнетательных скважин - 4 шт: 402н,421,486н,1715;
- обустройство водозаборной скважины 6с;
- строительство высоконапорного водовода от скв.6с до скв.1715;
- строительство высоконапорного водовода от т. врезки в высоконапорный водовод « скв.6с - скв.1715» до скв.486;
- установка узла учета воды (УУВ) на высоконапорных водоводах скв.402н, 421, 486н;
- телемеханизация, автоматизация, КИП и А проектируемых объектов.
- проектирование электроснабжения обустраиваемых объектов от существующих сетей 6кВ подстанций 35/6кВ «Байтуган-1», «Байтуган-2»;
- передача информации о замерах на ДП Байтуганского месторождения посредством радиосигнала или линии ВОЛС по существующим опорам.

Описание технологической схемы.

Согласно принятой технологической схемы производства продукция с существующих и обустраиваемых добывающих скважин Байтуганского месторождения по

Резерв	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

16

выкидным трубопроводам диаметром 89х7 мм под давлением развиваемым станками-качалками, которыми оборудованы устья скважин, поступает на существующие и проектируемые автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), РИНГ или СКЖ, где производится замер дебитов скважин. АГЗУ располагаются на отдельных площадках, счетчики РИНГ,СКЖ – на устье одиночной скважины.

После замера нефтяная эмульсия по существующим и проектируемым нефтегазосборным трубопроводам диаметром 89х7, 114х7, 159х8, 219х8 мм поступает на ДНС-1, 2. Далее по нефтегазосборным трубопроводам и нефтепроводам (напорным) диаметром 159х8 мм, 219х8 мм, 273х8 мм продукция скважин поступает на УПН «Байтуганская», где осуществляется процесс обезвоживания и дегазирования нефти.

Система ППД Байтуганского месторождения необходима для поддержания пластового давления в скважинах.

Закачка рабочего агента в пласт осуществляется по схеме «кустовая насосная станция (БКНС, КНС) или шурф – блок напорной гребенки (БГ) - высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – нагнетательные скважины».

Учет закачиваемой воды осуществляется на водораспределительных гребенках и на индивидуальных узлах учета.

Источниками воды для системы ППД существующих скважин являются:

- пластовая вода с УПН Байтуганского месторождения;
- пластовая вода с КНС-1 (ДНС-1) Байтуганского месторождения;
- техническая вода от водозаборных скважин южного и северного водозаборов.

Согласно СП 284.1325800.2016, проектируемые выкидные трубопроводы (Ø89х7 мм), нефтегазосборные трубопроводы (Ø159х8 мм, Ø114х7 мм, Ø89х7 мм), нефтепроводы (напорные) (Ø219х8 мм, Ø273х8 мм) – II категории, III класса.

Продукт транспортируемый по высоконапорным трубопроводам относится к категории 9 (п.6.2 и таблица 1 ГОСТ Р 55990-2014). Проектируемые высоконапорные водоводы относятся к III классу, категории С (II) (п.7.1.1 и таблица 3 ГОСТ Р 55990-2014).

Давление в системе нефтесбора до 4,0МПа.

Давление в системе ППД до 10,0МПа.

Расчетное максимальное давление в системе ППД для высоконапорных водоводов до нагнетательных скважин – 10 МПа.

Перечень технико-экономических показателей производственного объекта по альтернативному «Варианту №2» представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Техничко-экономические показатели объекта альтернативному «Варианту №2»

№ п/п	Наименование показателей	Количество
1	Обустройство скважин: - добывающие, шт. -перевод сущ. нагнетательных скв. в добывающие, шт. - нагнетательные, шт. - водозаборные, шт.	57 4 4 1
2	Общая протяженность проектируемых трубопроводов системы нефтесбора: - выкидные трубопроводы (Ø89х7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø89х7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø114х7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø159х8 мм), м	30604,5 9046,7 17071,8 16007,8

Резонанс №	
Подпись	
Имя №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							17

№ п/п	Наименование показателей	Количество
	-нефтегазосборные трубопроводы (надземные) (Ø159х8 мм), м - нефтепроводы (напорные) (Ø219х8 мм), м - нефтепровод (напорный) (Ø273х8 мм), м	108,3 2220,4 6091,7
3	Общая протяженность проектируемых трубопроводов системы ППД: - высоконапорные водоводы (Ø89х8 мм), м	1988,2
4	Проектируемые АГЗУ, шт.	28
5	Замена существующих АГЗУ на новые на каждый поток, шт.	8
6	Установка узлов нагнетания горячей нефти, шт.	58
7	Установка узлов запорной арматуры, шт.	34
8	Установка узлов пуска очистных устройств (Ø159 мм), шт. Установка узлов приема очистных устройств (Ø159 мм), шт.	2 2
9	Установка входной гребенки ГР-1, шт	1
10	Общая протяженность проектируемых ВЛ-6кВ, м Общая протяженность кабельных линий КЛ-6кВ, м Проектируемые КТП, шт	
11	Общая сметная стоимость строительства, тыс.руб. в том числе: СМР Оборудования прочие	3547381,76 1971774,86 903541,76 672065,14
12	Сроки строительства, мес., в т.ч. подготовительный период,мес.	21 3

Характеристика сырья

Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти, выделившегося газа, а также их компонентный состав, приняты по данным проекта «Технологический проект разработки Байтуганского нефтяного месторождения (ООО «БайТекс»)), выполненный в 2020 году. ЦКР Роснедра по УВС (г. Москва) в результате рассмотрения данной работы (протокол № 8004 от 25.11.2020 г.).

Физико-химические показатели состава пластовых вод взяты из отчета «Определение совместимости вод продуктивных пластов Байтуганского месторождения с водами сакмаро-артинского водоносного комплекса с целью использования в системе ППД», ООО НПК «Нефтезащита» (г. Бугульма), 2007 г.

Резюме №

Подп. и дата

Имя № подлп

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

18

Таблица 1.3 - Свойства пластовой и разгазированной нефти пластов А4, С1s

Наименование параметра	Пласты А4, С1s				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, % мол.					
–сероводород	1,06	сл.	0,17	0,01	0,01
–диоксид углерода	1,65	сл.	0,81	0,01	0,02
–азот+редкие	49,71	-	67,95	0,05	0,57
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
–метан	5,72	0,02	6,09	0,03	0,08
–этан	22,75	0,73	18,49	0,85	0,98
–пропан	8,82	0,54	3,27	0,62	0,64
–изобутан	2,58	0,39	0,79	0,42	0,42
–н. бутан	4,09	0,81	1,13	0,85	0,85
–изопентан	1,85	1,37	0,45	1,39	1,38
–н. пентан	0,88	0,85	0,29	0,85	0,85
–гексаны	0,64	3,23	0,34	3,22	3,20
–гектаны	0,21	4,07	0,12	4,06	4,03
–октаны	0,04	3,84	0,10	3,83	3,80
–остаток (С9+ высшие)	-	84,15	-	83,81	83,17
Молекулярная масса		267	29,61	266	264
Молекулярная масса остатка		301	-	301	301
Плотность:					
–газа, кг/м ³	1,400		1,232		
–газа относительная (по воздуху)	1,162		1,022		
–нефти, кг/м ³		899,0		898,0	901,4

Таблица 1.4 - Свойства пластовой и разгазированной нефти пласта Б2

Наименование параметра	Пласт Б2				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, % мол.					
–сероводород	1,95	0,07	1,98	0,12	0,37
–диоксид углерода	0,64	-	0,69	0,01	0,10
–азот+редкие	24,46	-	29,70	-	3,94

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

19

в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
–метан	30,93	0,07	37,43	0,09	5,04
–этан	15,86	0,43	16,34	0,87	2,92
–пропан	13,24	1,66	9,51	2,62	3,53
–изобутан	2,64	0,43	0,95	0,77	0,79
–н. бутан	5,40	1,97	2,21	2,57	2,52
–изопентан	1,93	1,62	0,35	1,87	1,67
–н. пентан	1,59	1,78	0,42	1,95	1,75
–гексаны	0,93	4,05	0,27	4,05	3,55
–гектаны	0,38	5,60	0,10	5,47	4,76
–октаны	0,05	5,77	0,05	5,59	4,85
–остаток (C9+ высшие)	-	76,55	-	74,02	64,21
Молекулярная масса	-	294	27,19	286	252
Молекулярная масса остатка	-	357	-	357	357
Плотность:					
–газа, кг/м3	1,342		1,131		
–газа относительная (по воздуху)	1,114		0,939		
–нефти, кг/м3		894,7		891,0	881,4

Таблица 1.5 -Свойства пластовой и разгазированной нефти пласта В1

Наименование параметра	Пласт В1				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, % мол.					
–сероводород	2,12	0,13	2,40	0,18	0,51
–двуокись углерода	1,05	0,04	1,42	0,02	0,23
–азот+редкие	14,33	-	18,34	-	2,72
в т.ч. гелий	0,0160	-	0,021	-	-
–метан	35,07	0,12	44,83	0,13	6,75
–этан	15,36	0,54	16,53	1,06	3,35
–пропан	16,27	2,40	11,67	3,87	5,03
–изобутан	3,04	0,56	1,05	1,03	1,03
–н. бутан	6,83	2,74	2,62	3,68	3,52
–изопентан	2,41	1,87	0,35	2,25	1,97
–н. пентан	1,99	2,17	0,43	2,44	2,14
–гексаны	1,04	4,62	0,25	4,58	3,94
–гектаны	0,45	5,63	0,08	5,45	4,65
–октаны	0,04	4,43	0,03	4,22	3,60
–остаток (C9+ высшие)	-	74,75	-	71,09	60,56
Молекулярная масса	-	287	26,93	276	239
Молекулярная масса остатка	-	357	-	357	357

Резм. или №

Подп. и дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

20

Плотность:					
–газа, кг/м ³	1,392		1,120		
–газа относительная (по воздуху)	1,155		0,929		
–нефти, кг/м ³		895,4		890,0	877,5

Таблица 1.6 - Физико-химические свойства пластовых и разгазированных нефтей

Наименование	Пласты А4С1s	Пласт Б2	Пласт В1
Давление насыщения газом, МПа	1	3,75	4,13
Газосодержание, м ³	1	15,7	19,6
Суммарный газовый фактор, м ³ /т	0,7	12,9	15,1
Плотность в пластовых условиях, г/см ³	0,90	0,88	0,87
Вязкость в пластовых условиях, мПа.с	66	24,4	20,3
Содержание, % вес.			
- серы	2,95	2,68	3,00
- смол силикагелевых	16,72	18,71	18,54
- асфальтенов	3,45	4,17	4,64
- парафинов	5,81	5,53	5,36
Плотность разгазированной нефти, кг/м ³	899,0	894,7	895,4
Вязкость разгазированной нефти при 20°С, мПа.с	57,63	45,21	48,50
Температура застывания, °С	-15	-16	-15

По характеру обращающихся вредных веществ объекты проектирования относятся к взрывопожароопасному производственному объекту.

Физико-химический состав пластовых вод на Байтуганском нефтяном месторождении и физико-химический состав воды с УПН и водозаборных скважин представлен в таблице 1.7, 1.8.

Таблица 1.7 – Физико-химический состав пластовых вод на Байтуганском нефтяном месторождении

Показатели, мг/дм ³	Пластовая вода турнейского яруса, скв.253	Пластовая вода серпуховского яруса, скв.250	Пластовая вода башкирского яруса, скв.52
Плотность, г/см ³	1,0758	1,0330	1,0410
рН	7,0	7,3	7,2
Ионный состав			
K ⁺ +Na ⁺	33764,0	14264,6	20456,2
Ca ²⁺	6508,6	607,6	966,8
Mg ²⁺	1285,8	460,8	733,3
Cl ⁻	65731,8	18468,7	29390,7
HCO ₃ ⁻	524,6	536,8	805,2
SO ₄ ⁻	1734,9	7622,6	7484,4
Минерализация	109550	41961	59837
H ₂ S	202,1	176,8	291,8

Резан или №

Подм и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

21

Таблица 1.8 – Физико-химический состав воды

Показатели	Вода с УПН	Вода на сакмаро-артинском комплексе
Плотность, г/см ³	1,063	1,0122
pH	6,8	7,0-7,4
Ионный состав (мг/дм ³):		
K ⁺ +Na ⁺	43,49	4503,4
Ca ²⁺	5,0	423,3
Mg ²⁺	1,46	171,2
Cl ⁻	77,3	2451,2
HCO ₃ ⁻	0,37	402,6
SO ₄ ²⁻	3,57	7461,3
Минерализация	194,5	15413
CO ₂ , мг/дм ³	256,4	124,1
H ₂ S, мг/дм ³	50,3	35,4
FeS, мг/дм ³	-	3,8
Механических примесей, мг/л	не более 50	5,3
Нефтепродукты, мг/л	не более 30	-
Механических примесей, мг/дм ³	-	сульфатно-натриевый

Вспомогательные материалы

Для борьбы с солеотложениями в водоводах системы ППД применяют следующие химические реагенты:

- ингибиторы серии СНПХ-5312 предназначены для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата и карбоната кальция в условиях высокой минерализации попутно-добываемых вод;

- ингибитор СНПХ-5312 в виде двух марок: СНПХ-5312-С и СНПХ-5312-Т, что позволяет избирательно подбирать реагент к конкретным условиям. Ингибитор СНПХ-5312-С предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата и карбоната кальция. Обладает хорошей совместимостью с попутно-добываемыми водами высокой минерализации. Ингибитор СНПХ-5312-Т предотвращает отложения сульфата и карбоната кальция, а также сульфата бария. Совместим с водно-метанольными средами и может быть использован для защиты газоконденсатных скважин от отложений солей. Хорошо растворяются в воде, метаноле. Ингибитор СНПХ-5312 является коррозионно не агрессивным по отношению к металлу нефтепромыслового оборудования, обладает низкими вязкостными характеристиками при минусовых температурах.

Удельный расход ингибиторов составляет 5-30 г на тонну обрабатываемой воды, в зависимости от степени минерализации промысловых вод. На месторождении в системе ППД расход реагента принят 30г/т рабочего агента.

Ингибиторы СНПХ-5312-С и СНПХ-5312-Т не оказывают отрицательного влияния на процесс подготовки нефти и нефтепродуктов.

Реагент СНПХ-5312-Т применяется согласно отчета о работе «Исследование процессов солеотложений в подземном и наземном оборудовании на объектах нефтедобычи, закачке подтоварной и пресной воды в систему поддержания пластового давления (ППД) и установке

Резин или №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

22

подготовки нефти Байтуганского нефтяного месторождения», выполненной ООО «ИТ-Сервис» в 2013 г.

Таблица 1.9 – **Физико-химические свойства ингибитора солеотложений СНПХ-5312-Т**

№ п/п	Наименование показателя	Нормативное значение
1	Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до светло-желтого цвета
2	Температура застывания, не выше, °С	Минус 45
3	Водородный показатель, рН	5,5-7,0
4	Плотность при 20°С, г/см ³	1,08-1,17
5	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*	3

- вододиспергированный ингибитор коррозии ИТПС-508, предназначенный для защиты выкидных линий, нефтепромыслового оборудования систем нефтесбора, поддержания пластового давления от коррозии, а также для ингибирования внутрискважинного оборудования и трубопроводов путем закачки в затрубное пространство. Обладает увеличенным коэффициентом перехода в воду, улучшенной адгезионной способностью и может применяться для периодических закачек в добывающие скважины и трубопроводы. Обладает свойствами ингибирования неорганических отложений;

- ингибитор коррозии Оптима-805 представляет собой смесь азотосодержащих органических соединений и растворителя, по типу действия относится к пленкообразующим ингибиторам. Он содержит ферменты, обеспечивающие сорбционные процессы, формирующие пленку и обеспечивающие диспергирование в водной среде. Может применяться при высокой минерализации пластовой воды. Ингибитор используется в дозировке 30 г/м³.

Таблица 1.10 – **Физико-химические свойства ингибитора коррозии Оптима-508**

№ п/п	Наименование показателя	Нормативное значение
1	Внешний вид	Однородная жидкость от желтого до темно-коричневого цвета
2	Температура застывания, не выше, °С	Минус 45
3	Массовая доля активной основы, % масс. не менее	20
4	Плотность при 20°С, г/см ³	0,92-0,98
5	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*	3

Все химические реагенты, используемые на объекте, применяются на основании разработанных и утвержденных в установленном порядке инструкций по их применению.

Согласно «Технологической схемы разработки Байтуганского нефтяного месторождения» закачиваемая вода химически совместима с водами пластов А4, С1s, и В1 (Б2) по карбонату кальция, по сульфату кальция - условно совместима с водами пластов А4, В1 (Б2). Однако смеси нестабильны (от 32,8 до 692,7 мг/л).

Согласно отчёта по работе «Исследование влияния закачиваемых вод на коллекторские свойства продуктивных пластов Байтуганского месторождения и подбор ингибитора солеотложений», выполненной ООО НПК «Нефтезащита» в 2008г. для устранения несовместимости вод осуществляется подача ингибитора солеотложения СНПХ-5312Т в

Результат	№
Подпись	№
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							23

трубопровод воды перед шурфами. Подача хим. реагента осуществляется с помощью установки дозирования реагентов УДХ.

Нормы качества воды для заводнения с учетом коллекторских свойств нефтесодержащих пород залежи А4, С1s, Б2 и В1 - содержание в закачиваемой воде механических примесей и нефти не должно превышать 40 мг/л.

Пластовая вода на УПН Байтуганского месторождения очищается до следующих параметров:

- содержание мехпримесей – до 40 мг/л,
- содержание нефтепродуктов – до 40 мг/л.

Качество воды для технологических нужд от водозаборов производственного назначения Байтуганского месторождения не регламентируется.

В рамках альтернативного «Варианта №1» ранее рассматривалась возможность строительства нефтегазосборных трубопроводов от АГЗУ-11 до УПН, от УЗ №35 до УПН и напорного нефтепровода от УЗ №5 до УПН без перехода через водные преграды – участки реки Мокрый Якшигул, чтобы снизить нагрузку на поверхностный водоток. При реализации данного варианта, для строительства нефтеколлекторов потребуется дополнительный отвод земель лесного фонда и проведение вырубки древесной лесной растительности. Ведение вырубки приводит к изменению естественной среды обитания диких животных. Кроме того, согласно Лесному кодексу, данная деятельность потребует разработки проекта освоения лесов и проведение компенсационной высадки древесной растительности. При прокладке трасс в обход реки Мокрый Якшигул, протяженность трасс нефтеколлекторов значительно увеличивается, что в результате увеличивает затраты, и продолжительность строительства. Поэтому, данный вариант с экологической и экономической точки зрения является неэффективным.

1.4.3 Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 2»

Альтернативный «Вариант №2» предусматривает строительство проектируемых АГЗУ сразу на два потока. Таким образом, планируется строительство следующих объектов:

- обустройство 57 шт. добывающих скважин (скважины №№ 590, 1738А, 1749, 420А, 429А, 1670А, 1748, 1750, 584А, 569, 1747, 1751, 1752, 562, 564, 1004, 571, 1007, 1014, 572н, 573, 575, 576, 565, 1019, 581, 1578, 1024, 589, 1025, 437, 512н, 511, 510, 1717, 1044, 1222, 1203, 1721н, 1211, 1214, 1586, 809А, 1647, 1620, 1231, 1079, 554, 459н, 478, 1230, 1502, 1037, 1694н, 1599н, 499н, 499Ан);
- перевод 4х нагнетательных скважин в добывающие: 463н, 1635н, 1242н, 465;
- замену существующих узлов УЗ№3, УЗ№5;
- строительство напорных нефтепроводов:
 - строительство напорного нефтепровода от УЗ№3 (ДНС-2) до УЗ№5 (2 линии), Ø219мм;
 - строительство напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН, Ø273мм.
- Предусмотреть подключение скважин к существующим АГЗУ, при необходимости предусмотреть дополнительную установку 14 дополнительных АГЗУ (АГЗУ№43, АГЗУ№13Б, АГЗУ№37, АГЗУ№14А, АГЗУ№18А, АГЗУ№40, АГЗУ№41, АГЗУ№39, АГЗУ№42, АГЗУ№10А, АГЗУ№47, АГЗУ-20А, АГЗУ-50, АГЗУ-49;
- Предусмотреть замену существующих АГЗУ на 2х поточную: АГЗУ-22, АГЗУ-20, АГЗУ-33, АГЗУ-27А
- Предусмотреть строительство нефтегазосборных трубопроводов от: АГЗУ №25 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод АГЗУ-11-УПН, Ø159х8;

Решение №		• замену существующих узлов УЗ№2, УЗ№3; • строительство напорных нефтепроводов: – строительство напорного нефтепровода от УЗ№3 (ДНС-2) до УЗ№5 (2 линии), Ø219мм; – строительство напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН, Ø273мм. • Предусмотреть подключение скважин к существующим АГЗУ, при необходимости предусмотреть дополнительную установку 14 дополнительных АГЗУ (АГЗУ№43, АГЗУ№13Б, АГЗУ№37, АГЗУ№14А, АГЗУ№18А, АГЗУ№40, АГЗУ№41, АГЗУ№39, АГЗУ№42, АГЗУ№10А, АГЗУ№47, АГЗУ-20А, АГЗУ-50, АГЗУ-49; • Предусмотреть замену существующих АГЗУ на 2х поточную: АГЗУ-22, АГЗУ-20, АГЗУ-33, АГЗУ-27А • Предусмотреть строительство нефтегазосборных трубопроводов от: АГЗУ №25 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод АГЗУ-11-УПН, Ø159х8;							
Подп. и дата									
Изм. № подл.									
								0261-01-00-ОВОС	Лист
									24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

АГЗУ №11 до УЗ №35, Ø159х8;
 АГЗУ №11 до УЗ №62, Ø159х8;
 АГЗУ №12 до УЗ №63, Ø159х8;
 АГЗУ №17 до УЗ №64, Ø159х8;
 АГЗУ №15 до УЗ №65, Ø159х8;
 АГЗУ №14 до УЗ №22(а) нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-47, Ø114х7;
 АГЗУ-27(УЗ№53) до УЗ№67 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø159х8;
 АГЗУ№43 до УЗ№64 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ№13Б до УЗ№5 в районе скв.1625, Ø114х7;
 АГЗУ№13Б до УЗ№6, Ø114х7;
 АГЗУ№37 до УЗ №66 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ№14А до УЗ №73 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø89х7;
 АГЗУ№14А до УЗ №25 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7;
 АГЗУ№18А до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН (1-я линия) , Ø114х7;
 АГЗУ№18А до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН(2-я линия) , Ø114х7;
 АГЗУ№40 до УЗ№68 напорного нефтепровода ДНС1-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ№40 до УЗ№55, Ø89х7;
 АГЗУ №41 до УЗ №10 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ №41 до УЗ №9 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ №39 до УЗ №28 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7;
 АГЗУ №39 до УЗ №72 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø89х7;
 АГЗУ №42 до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН(1-я линия) , Ø114х7;
 АГЗУ №42 до УЗ№9 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН(2-я линия) , Ø114х7;
 АГЗУ №10А до УЗ№3 (ДНС-2), Ø114х7;
 АГЗУ №10А до УЗ№3 (ДНС-2), Ø89х7;
 АГЗУ №47 до УЗ №23 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114х7;
 АГЗУ №47 до УЗ №74 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ№50 до АГЗУ-18, Ø89х7;
 АГЗУ№50 до АГЗУ-13, Ø89х7;
 АГЗУ№49 до УЗ№3 , Ø89х7;
 АГЗУ№49 до УЗ№6, Ø89х7;
 АГЗУ-27А до УЗ№52,Ø114х7;
 АГЗУ-27А до УЗ№15(сущ.),Ø114х7;
 АГЗУ №27(УЗ№53) до УЗ №52, Ø159х8;
 УЗ№52-УЗ№78 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø159х8;
 УЗ№9 до УЗ№5,Ø114х7;
 УЗ№6 до УЗ№8,Ø159х8;
 АГЗУ №22 до ДНС-2, Ø114х7;
 АГЗУ №22 до УЗ №45 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2, Ø159х8;
 АГЗУ №20 до УЗ №47 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2, Ø89х7;
 АГЗУ №20 до УЗ №47(А) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ №22 до ДНС-2, Ø114х7;
 АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47, Ø89х7;
 АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47(А), Ø89х7;
 АГЗУ №33 до УЗ №73 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114х7;
 АГЗУ №33 до УЗ №25 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø89х7;
 АГЗУ-11 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств, Ø159х8;
 УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств, Ø159х8;
 УЗ №35 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159х8;
 УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159х8;

- Предусмотреть строительство трубопроводов от следующих скважин:
от скв.1707,447 до АГЗУ-42;

Резерв	Подп. и дата	Изм. №	АГЗУ №20 до УЗ №47 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2, Ø89х7; АГЗУ №20 до УЗ №47(А) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ №22 до ДНС-2, Ø114х7; АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47, Ø89х7; АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47(А), Ø89х7; АГЗУ №33 до УЗ №73 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114х7; АГЗУ №33 до УЗ №25 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø89х7; АГЗУ-11 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств, Ø159х8; УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств, Ø159х8; УЗ №35 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159х8; УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159х8; • Предусмотреть строительство трубопроводов от следующих скважин: от скв.1707,447 до АГЗУ-42;						Лист		
			0261-01-00-ОВОС							25	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

от скв.518 до АГЗУ-6;
от скв.464,810, до АГЗУ-10А;
от скв.462,811, до АГЗУ-13Б;
от скв.419_н,420,429,до АГЗУ-14А;
от скв.1644,1645,1708,1652до АГЗУ-18А;
от скв.414,415,260Д до АГЗУ-27;
от скв.301, 423до АГЗУ-33;
от скв.1082,1088,1093,1686,1693_н до АГЗУ-37;
от скв.1670,428,1657_н,434 до АГЗУ-39;
от скв.403 до АГЗУ-40;
от скв.1076 до АГЗУ-43;
от скв.1089,1659,405,1086,1702,410,413 на АГЗУ-27А;
от скв.1240 до т.в в скв.№571-АГЗУ-2А;
от скв. 1716, 1059, 1608, 821 до АГЗУ-20А;
от скв.1658 до АГЗУ-50.

- строительство узла запорной арматуры УЗ №8 в районе АГЗУ-13 DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №9 в районе АГЗУ-18А DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №10 в районе АГЗУ-41 DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №13 в районе существующего узла на стеклопластиковом нефтепроводе перед УПН DN=250;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №6 в районе АГЗУ-13 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №7 в районе скв.1625 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №52 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры УЗ №53 в районе АГЗУ-27DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №71 в районе скв.1650 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №72 в районе АГЗУ-12А, 39 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №73 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А, 33 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №74 в районе АГЗУ-14,47 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №75 с электроприводом перед водным переходом через р. Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №76 с электроприводом после водного перехода через реку Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №77 с электроприводом после водного перехода через ручей б/н DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №78 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №32 в районе скв.1650 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №30 в районе АГЗУ-39 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №24 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А, 33 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №22 в районе АГЗУ-14DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №19 с электроприводом перед водным переходом через р. Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №18 с электроприводом после водного перехода через реку Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №16 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №25DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №23 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №22(а) DN=150;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							26

- строительство узла запорной арматуры №48(Б) DN=80;
 - строительство узла запорной арматуры №47(А) DN=100;
 - строительство узла запорной арматуры №47 DN=100;
 - строительство узла запорной арматуры №45А DN=100;
 - строительство узла запорной арматуры №46(А) DN=100;
 - строительство узлов запорной арматуры с электроприводом DN=100 (2 шт.);
 - предусмотреть замену входной гребенки У-1 на территории УПН Байтуганского месторождения на ГР-1;
 - предусмотреть замену существующих узлов: УЗ№3 на территории ДНС-2, УЗ№5 в районе скв.1625.
- перевод 4-х существующих добывающих скважин в нагнетательные: №№402н, 421, 486н, 1715;
 - строительство высоконапорного водовода т.вр.БГ-9-скв.409- скв.402н;
 - строительство высоконапорного водовода т.вр.БГ-6-скв.1629- скв.421;
 - обустройство нагнетательных скважин - 4 шт: 402н,421,486н,1715;
 - обустройство водозаборной скважины 6с;
 - строительство высоконапорного водовода от скв.6с до скв.1715
 - строительство высоконапорного водовода от т. врезки в высоконапорный водовод « скв.6с - скв.1715» до скв.486;
 - установка узла учета воды (УУВ) на высоконапорных водоводах скв.402н, 421, 486н;
 - телемеханизация, автоматизация, КИП и А проектируемых объектов.
 - проектирование электроснабжения обустраиваемых объектов от существующих сетей 6кВ подстанций 35/6кВ «Байтуган-1», «Байтуган-2»;
 - передача информации о замерах на ДП Байтуганского месторождения посредством радиосигнала или линии ВОЛС по существующим опорам.

Описание технологической схемы.

Согласно принятой технологической схемы производства продукция с существующих и обустраиваемых добывающих скважин Байтуганского месторождения по выкидным трубопроводам диаметром 89х7 мм под давлением развиваемым станками-качалками, которыми оборудованы устья скважин, поступает на существующие и проектируемые автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), РИНГ или СКЖ , где производится замер дебитов скважин. АГЗУ располагаются на отдельных площадках, счетчики РИНГ,СКЖ – на устье одиночной скважины.

После замера нефтяная эмульсия по существующим и проектируемым нефтегазосборным трубопроводам диаметром 89х7,114х7, 159х8, 219х8 мм поступает на ДНС-1, 2. Далее по нефтегазосборным трубопроводам и нефтепроводам (напорным) диаметром 159х8 мм, 219х8 мм,273х8 мм продукция скважин поступает на УПН «Байтуганская», где осуществляется процесс обезвоживания и дегазирования нефти.

Система ППД Байтуганского месторождения необходима для поддержания пластового давления в скважинах.

Закачка рабочего агента в пласт осуществляется по схеме «кустовая насосная станция (БКНС, КНС) или шурф – блок напорной гребенки (БГ) - высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – нагнетательные скважины».

Учет закачиваемой воды осуществляется на водораспределительных гребенках и на индивидуальных узлах учета.

Источниками воды для системы ППД существующих скважин являются:

- пластовая вода с УПН Байтуганского месторождения;

Резерв	№							
Подпись	и							
Имя	№							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС		Лист
								27

- пластовая вода с КНС-1 (ДНС-1) Байтуганского месторождения;
- техническая вода от водозаборных скважин южного и северного водозаборов.

Согласно СП 284.1325800.2016, проектируемые выкидные трубопроводы (Ø89x7 мм), нефтегазосборные трубопроводы (Ø159x8 мм, Ø114x7 мм, Ø89x7 мм), нефтепроводы (напорные) (Ø219x8 мм, Ø273x8 мм) – II категории, III класса.

Продукт транспортируемый по высоконапорным трубопроводам относится к категории 9 (п.6.2 и таблица 1 ГОСТ Р 55990-2014). Проектируемые высоконапорные водоводы относятся к III классу, категории С (II) (п.7.1.1 и таблица 3 ГОСТ Р 55990-2014).

Давление в системе нефтесбора до 4,0МПа.

Давление в системе ППД до 10,0МПа.

Годовой объем добычи по Байтуганскому месторождению до 2021 г. включительно составляет:

•	• Производительность УПН	• Загрузка IX очередь
• нефти, т/сут;	• 1850 т/сут;	• 1115,34 т/сут;
• жидкости, т/сут;	• 4625 т/сут;	• 2435,4 т/сут;
• газа м ³ /сут	• 29600м ³ /сут;	• 18630,1м ³ /сут;

Максимальный расчетный уровень сброса пластовой воды от существующей УПН - 1560 м³/сут (569,4 тыс.м³/год) – принятый на основании рабочего проекта 38.07-00.00 «Реконструкция УПН Байтуганского месторождения ООО «БайТекс». Расчетный сброс пластовой воды с УПН на 2021г составляет 1296 м³/сут. Существующее оборудование по сбросу пластовой воды обеспечивает заданную производительность пластовой воды на выходе с УПН.

Расчетное максимальное давление в системе ППД для высоконапорных водоводов до нагнетательных скважин – 10 МПа.

Перечень технико-экономических показателей производственного объекта по альтернативному «Варианту №1» представлен в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Техничко-экономические показатели объекта по альтернативному «Варианту №2»

№ п/п	Наименование показателей	Количество
1	Обустройство скважин: - добывающие, шт. -перевод сущ. нагнетательных скв. в добывающие, шт. - нагнетательные, шт. - водозаборные, шт.	57 4 4 1
2	Общая протяженность проектируемых трубопроводов системы нефтесбора: - выкидные трубопроводы (Ø89x7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø89x7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø114x7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø159x8 мм), м -нефтегазосборные трубопроводы (надземные) (Ø159x8 мм), м - нефтепроводы (напорные) (Ø219x8 мм), м - нефтепровод (напорный) (Ø273x8 мм), м	30604,5 9046,7 17071,8 16007,8 108,3 2220,4 6091,7
3	Общая протяженность проектируемых трубопроводов системы ППД:	

Рез. инв. №	
Подп. и. дата	
Иис. № инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

28

№ п/п	Наименование показателей	Количество
	- высоконапорные водоводы (Ø89x8 мм), м	1988,2
4	Проектируемые АГЗУ, шт.	14
5	Замена существующих АГЗУ на 2-х поточные, шт.	4
6	Установка узлов нагнетания горячей нефти, шт.	58
7	Установка узлов запорной арматуры, шт.	34
8	Установка узлов пуска очистных устройств (Ø159 мм), шт.	2
	Установка узлов приема очистных устройств (Ø159 мм), шт.	2
9	Установка входной гребенки ГР-1, шт	1
10	Общая протяженность проектируемых ВЛ-6кВ, м Общая протяженность кабельных линий КЛ-6кВ, м Проектируемые КТП, шт	
11	Общая сметная стоимость строительства, тыс.руб. в том числе: СМР Оборудования прочие	2934678,44 1909318,2 467421,09 557939,15
12	Сроки строительства, мес., в т.ч. подготовительный период, мес.	21 3

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от АГЗУ-11 до УПН* пересекает:

- реку Мокрый Якшигул (ПК39+74,90-ПК39+79,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=39,0м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры УЗ №75 (ПК38+38,20) и УЗ №76 (ПК41+85,20) с электроприводом;

- ручей без названия (ПК42+30,00-ПК43+0,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=22,00м. В конце перехода устанавливается узел запорной арматуры УЗ №77(ПК43+70,80) с электроприводом.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от УЗ №35 до УПН* пересекает:

- реку Мокрый Якшигул (ПК40+29,10-ПК41+23,70). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=39,0м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры УЗ №19 (ПК39+63,30) и УЗ №18 (ПК41+66,70) с электроприводом;

- ручей без названия (ПК42+86,50-ПК43+60,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=22,00м. На ПК49+25,20 устанавливается узел запорной арматуры УЗ №16 с электроприводом.

Трасса проектируемого напорного нефтепровода *от УЗ №5 до УПН* Ду250 пересекает реку Мокрый Якшигул перед подходом к УПН. Переход выполнен надземно в футляре Ø530x10 длина L=17,50м. В начале перехода устанавливается узел запорной арматуры УЗ №13 (ПК58+95,70). В конце перехода будет установлена задвижка с электроприводом на входной гребёнке У-1 (территория УПН).

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от АГЗУ-22 до ДНС-2* пересекает:

- ручей без названия в районе ДНС-2 (ПК34+47,80-ПК35+8,20). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=18,00м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры с электроприводом на ПК34+75,00 и ПК35+20,00.

Резонанс №	
Подм и дата	
Имя № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

29

Переход трубопровода согласно СП 284.1325800.2016 предусмотрен в виде воздушного перехода в футляре. Переход запроектирован надземным способом на порталных опорах, выполненных из металлического профиля и труб. На обоих концах перехода предусмотрена установка запорной арматуры. Надземные участки запроектированы из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ТУ 14-161-148-94 из стали 20С.

1.5 Техническое задание

Техническим заданием на проведение оценки воздействия на окружающую среду предусматривается провести предварительную оценку возможных воздействий на окружающую среду намечаемой деятельности по девятой очереди обустройства Байтуганского месторождения.

Настоящим проектом планируется обустройство скважин и АГЗУ Байтуганского месторождения, IX очередь. Административное расположение объекта на территории трех муниципальных образований – Камышлинского и Клявлинского районов Самарской области и Северного района Оренбургской области.

Техническим заданием на проведение ОВОС определены сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду – июль – октябрь 2021 г.

Целью проведения оценки воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной деятельности, является:

- выявление значимых воздействий на окружающую среду,
- прогноз возможных последствий и рисков для окружающей среды,
- рекомендации по предупреждению или снижению воздействий планируемой деятельности на окружающую среду.

Основные методы проведения ОВОС:

Описательный метод – описание современного состояния компонентов окружающей среды и характеристика социально-экономического и медико-демографического положения района намечаемой деятельности;

Расчетный метод – на основе анализа технологической схемы и выявленных источников загрязнения, выполнить расчеты поступления загрязняющих веществ в окружающую среду;

Метод прогнозирования – на основе полученных расчетных данных сделать прогноз потенциального воздействия на компоненты окружающей среды, в результате планируемой (намечаемой) деятельности;

Метод информирования – информирование и получение обратной связи от общественности по планируемой деятельности.

Основными источниками данных для проведения оценки воздействия на окружающую среду являются:

1. Техническое задание на проектирование.
2. Технологический проект разработки Байтуганского нефтяного месторождения (ООО «БайТекс»), выполненный в 2020 году. ЦКР Роснедра по УВС (г. Москва) в результате рассмотрения данной работы (протокол № 8004 от 25.11.2020 г.)
3. Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ПДВ) для объектов ООО «БайТекс» в Самарской области, выполненного ООО «Региональная Экологическая Компания» г. Самара в 2016 году (разрешение № 152 от 10.06.2016г приказ №906 Росприроднадзора по Самарской области);
4. «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для общества с ограниченной ответственностью «БайТекс», по Оренбургской области (Разрешение №103 от 08.02.2017года приказ №Н/Р-10 Управления Росприроднадзора по Оренбургской области);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	30

5. Проект обоснования санитарно-защитной зоны промышленных объектов ООО «БайТекс» Установка подготовки нефти (Самарская область, с. Новое Усманово);

6. Результаты производственного экологического контроля (мониторинга).

В соответствии с п. 5 приложения 1 Постановления правительства №353 от 12.03.2022 г. продлен срок разрешений на выбросы до 31.12.2022г.

Дополнительно используются данные статистической отчетности о санитарно-эпидемиологической и медико-демографической обстановке в районе планируемой (намечаемой) деятельности, а также сведения от уполномоченных органов о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, наличии (отсутствии) зон с особыми условиями использования территорий в районе планируемой (намечаемой) деятельности.

Техническое задание на ОВОС представлено в книге 2.1 0261-01-00-ОВОС Приложение Б.

Рег. инв. №

Подп. и дата

Изм. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

31

1) **Технологическая площадка УПН.** Загрязнение атмосферы происходит за счет:

- **Площадка факельной установки:**
 - технологические выбросы при сжигании попутного нефтяного газа на факельной установке (ист.0001);
- **Площадка резервуаров с товарной нефтью:**
 - технологические выбросов в результате испарений из вентиляционного устройства емкостей хранения нефти после сбора УЛФ (РВС-1,2,4 емкостью 1000 м³ ; РВС-3,5,6,7 емкостью 2000 м³ и РВС-8,9 емкостью 3000м³) ист. 0002-0005, ист. 0012-0014;
- **Площадка блока дозирования реагента:**
 - технологический выброс от блока БР-1 и от блока БР-2 (ист. 0006-0007 и ист. 0015-0020);
- **Площадка аналитической лаборатории:**
 - технологический выброс из вентиляционной трубы (ист.0008);
- **Площадка путевых подогревателей:**
 - технологический выброс от печи подогрева нефти ПП-1/2 (ист.0009, 0026);
 - технологический выброс от печи подогрева нефти ПП-1/1 (ист. 0010, 0027);
- **Площадка дренажных емкостей:**
 - неорганизованный выброс от технологической площадки дренажных емкостей (ист. 6021-6025);
- **Площадка газотурбинной электростанции:**
 - технологический выброс от трубы при работе газотурбинной установки (ист.0011);
- **Площадка оборудования малый парк:**
 - неорганизованный выброс от технологической площадки оборудования (ист.6096);
- **Площадка оборудования большой парк:**
 - неорганизованный выброс от технологической площадки оборудования (ист.6098);

2) **Технологическая площадка ДНС-1.** Загрязнение атмосферы происходит за счет:

- **Площадка расположения технологических аппаратов:**
 - неорганизованные выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях ЗРА, а также испарений из вентиляционных устройств емкостей хранения нефти (ист. 6099);

3) **Технологическая площадка ДНС-2.** Загрязнение атмосферы происходит за счет:

- **Площадка факельной установки:**
 - технологические выбросы при сжигании попутного нефтяного газа на факельной установке (ист. 0096);
- **Площадка расположения технологических аппаратов:**
 - неорганизованные выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях ЗРА, а также испарений из вентиляционных устройств емкостей хранения нефти (ист.6097);

4) **Технологические площадки АГЗУ.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованные выбросы в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры (ист. 6302-6305; ист.6085-6095);

5) **Добывающие скважины и приустьевые площадки.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованные выбросы в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры ШГН (ист. 6001-6078; ист.6101-6126; ист. 6127-6141; ист.6201-6254; ист.6255-6301);

Общее количество действующих источников выбросов ЗВ, расположенных в пределах производственной площадки Байтуганского месторождения составляет – 303, из них 25

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								33

организованных, 278 неорганизованных источников.

Суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников выбросов Байтуганского месторождения – **1043,483891** т/год.

Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников выбросов Байтуганского нефтяного месторождения представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующих объектов Байтуганского нефтяного месторождения

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКм.р. (ОБУВ), мг/м3	Выброс вещества	
					г/с	т/год
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
постоянные источники						
организованные источники						
1	Азота диоксид (Азот (IV)оксид)	0301	3	0,2	0,6716707	19,137547
2	Аммиак	0303	4	0,2	0,0006	0,02
3	Азота (II)оксид (Азота оксид)	0304	3	0,4	0,1076539	3,11524
4	Углерод (пигмент черный)	0328	3	0,15	0,4012197	21,07125
5	Сера диоксид	0330	3	0,5	1,1417291	287,397483
6	Дигидросульфид	0333	2	0,008	0,071457	1,274345
7	Углерод оксид	0337	4	5,0	4,229442	201,101682
8	Бутан	0402	4	200	0,485950	8,944634
9	Пентан	0405	4	100	0,442106	8,968768
10	Метан	0410		50	0,123722	3,335725
11	Смесь пред-х углеводородов C1-C5	0415	4	200,0	17,276654	83,600688
12	Смесь пред-х углеводородов C6-C10	0416	3	50,0	29,114492	389,269497
13	Этан (диметил, метилметан)	0417		50	0,411613	1,339985
13	Пропан	0418			0,366844	5,942259
14	Бензол	0602	2	0,3	0,083996	0,392724
15	Диметилбензол	0616	3	0,2	0,025759	0,103037
16	Метилбензол	0621	3	0,6	0,065704	0,653874
17	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0703	1		0,000003	0,000009
18	Метанол (Метиловый спирт)	1052	3	1	4,414286	4,545168
19	Пропан-2-он (Ацетон)	1401	4	0,35	0,000730	0,023000
20	Смесь природных меркаптанов	1716	4	0,012	0,000604	0,027967
21	2-Аминоэтанол (Аминоэтиловый спирт);	1852	2		0,201649	0,002713
22	Бензин (нефтяной малосернистый)	2704	4	5,0	0,087500	2,760000
23	Сольвент нефтя	2750		0,2	0,830187	0,455648
24	нитрилотриметилентрис(фосфоно-ая) кислота	3302		0,03	0,182062	0,000648
Итого по организованным источникам:					60,737632	1043,483891
Всего веществ :					24	
Групп суммации					0	

Резонанс №

Подпись

Имя, №, подпись

0261-01-00-ОВОС

Лист

34

По санитарной классификации в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», УПН, ДНС-1 и ДНС-2 Байтуганского месторождения относится к I классу опасности с необходимым размером СЗЗ-1000 м. ООО «БайТекс» на Байтуганском нефтяном месторождении имеет утвержденные в надлежащем порядке проекты СЗЗ на территории нефтепромысла Самарской и Оренбургской области.

На основании санитарно-эпидемиологического заключения №63.СЦ.04.000.Т.001697.11.20 от 12.11.2020г. и экспертного заключения № 21216 от 30.10.20 г., выданного ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области», устанавливается следующий размер санитарно-защитной зоны от границ земельного участка (кадастровые номера 63:20:0502001:47 и 63:20:0502001:97) промплощадки УПН Байтуганского месторождения ООО «БайТекс» до границ СЗЗ (номер характерной точки):

- в восточном направлении – 300 м (т. 1-2);
- в юго-восточном направлении – 300 м (т. 3-5); 209 м (т. 6); 184 м (т. 7); 147 м (т. 8); 93 м (т.9); примыкает к границе промплощадки УПН (т. 10-13);
- в южном направлении – 43 м (т. 14); 31м (т. 15); 26 м (т. 16); 71 м (т. 17); 180 м (т. 18); 193 м (т. 19); 195 м (т. 20); 197 м (т. 21); 191м (т. 22-23); 192 м (т. 24-25); 165 м (т. 26);
- в юго-западном направлении – 147 м (т.27); 145 м (т. 28); 149 м (т. 29); 203 м (т. 30); 194 м (т. 31-33); 297 м (т. 34-36); 300 м (т. 37);
- в западном направлении – 300 метров (т. 38);
- в северо-западном направлении – 300 м (т. 39-43);
- в северном направлении – 300 м (44-52);
- в северо-восточном направлении – 300 м (53-55).

Согласно проекту «Проект изменения установленных границ и размеров санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Оренбургской области», Разработанного ООО «ОренбургНИПИнефть», 2022 г (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ООО «Экспертный центр Эра» №1087-403 от 17 мая 2022 г. и Санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора по Оренбургской области №56.01.08.000.Т.000843.06.22 от 15.06.2022 г.), интегральная (единая) СЗЗ размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях.

Граница единой СЗЗ устанавливается для следующих промышленных объектов:

- скважины №№ **1578, 1230, 1738А, 459Н, 571, 1025, 1647, 564, 554, 511, 1752, 510, 562, 1751, 1019, 581, 1037, 463Н, 1635Н, 572Н, 809А, 1242Н, 1749, 499АН, 1599Н, 1079, 420А, 1214, 576, 1694Н, 565, 590, 1004, 569, 1222, 1747, 1750, 1670А, 1748, 1586, 1044, 1211, 1014, 1203, 1007, 512Н, 1620, 1502, 589, 437, 575, 573, 499Н, 1231, 1901, 1902, 1904, 1905, 1906, 1907, 513, 1065, 1035Н, 1224, 1667, 1512Н, 1022Н, 1526, 218, 526, 525, 528, 1219, 1573, 2119, 237, 823, 822, 1592, 1503, 1054, 1584АН, 70, 34, 1218, 825, 1583Н, 518, 502, 71, 1584Н, 1582, 1048, 226, 505, 1580, 216, 1581Н, 824, 203, 217, 1577Н, 1589, 1563, 1564Н, 1593Н, 210, 210Д, 1567, 1568Н, 204, 519Н, 1574, 40, 1569Н, 1576, 190, 1728, 536, 191, 195, 1554Н, 205, 1560, 1559, 196, 1221, 522, 209, 532, 219, 1565, 1557, 1556, 1042, 530, 220, 1216, 1545, 1544, 547, 208, 1551Н, 539, 555, 1546, 1723, 548Н, 1552Н, 1553, 206, 194, 1548, 207, 1547, 1729, 1732, 1731, 549Н, 1736, 1733, 1611, 552, 1542, 1734Н, 1541Н, 553, 1540, 1539Н, 558, 1533, 1538, 557Н, 566, 1532, 568Н, 1529, 1530, 1534, 1535, 258, 1536, 1739Н, 85, 1738, 359, 361, 1741, 1034, 1001Н, 1522Н, 1516, 1517, 360, 355, 1002, 1031, 494, 1527Н, 1239, 1523Н, 580, 574, 1743, 1742, 583, 1518, 30, 1237, 1018Н, 1507, 1023, 1508, 587, 1017, 1505, 1506, 1513, 1240, 1687, 1746, 1745, 1008Н, 1519; 455Н, 818, 1616, 1650, 453, 1657Н, 265, 1700Н, 529Н, 447, 1707, 1634, 461Н, 449, 808, 1645, 1644, 476, 1708, 446Н, 1005, 1006, 1709, 1549, 1012, 1595, 445, 436, 801, 803, 1652, 477Н, 492, 1241, 524, 1658, 451, 1642, 1217, 807, 450, 1643, 521, 1204, 515Н, 1633Н, 812, 460, 1233, 811, 815, 1625, 469, 251, 462, 1095А, 814, 1624, 1636, 809, 1509, 473, 559Н, 1208, 1668, 1626, 806, 467, 45, 810,**

Результат	№
Подпись	Инициалы
Имя	№ документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

35

1637Н, 464, 465Н, 4, 430, 817, 1618Н, 1706, 1209, 269, 483Н, 1063, 1615Н, 820, 487, 1606, 1619, 485Н, 816, 1617Н, 468, 248, 821, 1608, 1059, 1716, 1212, 486Н, 1715, 1210, 1609, 52, 11; 406, 1084, 419Н, 420, 1685Н, 1080, 1083, 1688, 422, 429, 429А, 570Н, 1043, 1678Н, 407, 405, 1089, 1659, 193, 412, 1236Н, 1693Н, 410, 413, 1087, 1702, 408, 402Н, 403, 1570, 299, 1677Н, 416Н, 1684Н, 1684АН, 417, 1649, 1646, 1683Н, 1676, 1073, 1078, 1088, 1082, 1093, 1686, 415, 260Д, 414, 434, 1665, 1726Н, 1660Н, 1072Н, 428, 1670, 1675Н, 444Н, 1651Н, 1713, 1202, 1070, 1697Н, 1638, 454, 1656, 1698, 1710, 1669, 303, 1661, 1069, 411, 1705Н, 254, 302, 439, 438, 431, 452, 255, 423, 1648, 1674Н, 426, 427Н, 1753, 1092, 1673Н, 1076, 401, 1664, 456, 441Н, 1086, 409Н, 95, 3301, 425Н, 1071, 1074, 1200, 1653, 1654, 1672, 300, 433, 1663, 1590, 506, 54, 1032;

- замерные установки АГЗУ-47, АГЗУ-49, АГЗУ-50, АГЗУ-20, АГЗУ-22, АГЗУ-42, АГЗУ-18А, АГЗУ-13Б, АГЗУ-10А, АГЗУ-20А, АГЗУ-14А, АГЗУ-27А, АГЗУ-40, АГЗУ-37, АГЗУ-39, АГЗУ-43, АГЗУ-33, АГЗУ-41, АГЗУ-1, АГЗУ-5А, АГЗУ-8, АГЗУ-7, АГЗУ-6, БГ-11, АГЗУ-23, БГ-10, АГЗУ-21, АГЗУ-31, АГЗУ-3, АГЗУ-4, БГ-4, АГЗУ-19, АГЗУ-36, АГЗУ-2А, АГЗУ-18, АГЗУ-45, АГЗУ-13В, БГ-3, АГЗУ-13А, АГЗУ-16, АГЗУ-46, АГЗУ-13, АГЗУ-14, АГЗУ-27, АГЗУ-15, БГ-12, АГЗУ-38, АГЗУ-17, АГЗУ-12, АГЗУ-12А, АГЗУ-41, БГ-8;
- дожимно-насосная станция ДНС-2.

На основании проекта «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - Промысловые объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области», разработанного ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды, 2020 г. (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ФБУЗ Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» №26730 от 25.12.2020 г.; Санитарно-эпидемиологическое заключение №63.СЦ.04.000.Т.000013.01.21 от 18.01.2021 г. Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области №2 от 19.01.2021 г.) устанавливается единая СЗЗ-1 для следующих промышленных объектов:

- на территории Клявлинского района существующие скважины №№ 1717, 584А, 1721 Н, 1024, 1015, 1501, 353, 1016, 1020Н, 1021, 19, 1026, 1027, 1511, 1515, 1514, 1521, 1030, 1238Н, 1520Н, 1029, 1033, 1524, 1525, 1528Н, 567, 1232, 1740, 1531, 1537Н, 1543, 1038, 221Д, 232, 1041, 1562Н, 234, 1579Н, 224, 514Н, 1571, 1572, существующие замерные установки АГЗУ-2, АГЗУ-3А, АГЗУ-29, АГЗУ-29, АГЗУ-5, АГЗУ-35, ДНС-1.

- на территории Камышлинского района скважины №№ 478, 543, 1561Н, 1725, 1223, 1744, 1621, 215, 102, 1596Н, 1597, 1605, 1614, 482, 1623, 471, 805, 804, 1640, 1699, 442, 257, 813, 474, 1066Н, 309, 1632, 802, 1234, 418, 1641, 475, 1102, 588, 253, 1612Н, 481Н, 1613Н, 1115Н, 1622, 319, 1116Н, 1631Н, 1639, 1628, 452, 211, 819, 227, 1603, 480, 1587, 225, 495Н, 228, 1602, 1601, 1207, 41, 229, 202, 457, 212, 1598Н, 1598АН, 498, 305, 25Б, 25РБ, 249, 250, 421, 1629Н, 1630; замерные установки АГЗУ-9, АГЗУ-25, АГЗУ-24, АГЗУ-11, АГЗУ-44, БГ-6, АГЗУ-28.

Интегральная (единая) СЗЗ-1 размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях, за исключением сокращения границ СЗЗ в северо-западной направленности до границ н.п. Ерилкино (РТ.21) – размером 261 м;

Единая СЗЗ-2 устанавливается для скважин №№ 1036, 1735 размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях.

СЗЗ-3 устанавливается для скважины №57 (300 м. во всех направлениях).

СЗЗ-4 устанавливается для скважины №55 (300 м. во всех направлениях).

Резм. или №							
Подп. и дата							
Или № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							36

2.1.3 Описание воздействия хозяйственной деятельности на подземные воды при «нулевом варианте»

Эксплуатация производственных объектов Байтуганского нефтяного месторождения оказывает определённое воздействие на подземные воды, проявляющиеся в виде их изъятия для технических и хозяйственно-бытовых нужд.

Источниками производственного, противопожарного водоснабжения и пенного пожаротушения УПН «Байтуганская» являются артезианские скважины №16,17 хозяйственно-питьевого водозабора, расположенные на территории УПН.

В существующую систему противопожарного водоснабжения входят: два резервуара противопожарного запаса воды РВС (Р-1/1-2) объемом 700 м³ каждый, насосная станция пожаротушения с насосами Нп 1/1-2 марки 1Д200-90а-УХЛ производительность 180 м³/час, напор 74 м в комплекте с электродвигателями 5АМ250S2У3, N=75 кВт, n= 2900 об/мин (1 рабочий, 1 резервный) для подачи воды на противопожарные нужды; подземный противопожарный водопровод диаметром 159 мм, с установленными пожарными гидрантами и лафетными стволами.

Для подачи воды на производственные нужды используются насосы Нв-2/1-2 марки Grundfos CRN16-100 производительность 16 м³/час, напор 100 м мощность 11кВт (1 рабочий, 1 резервный).

В настоящее время на территории существующих добывающих скважин производственно-дождевые стоки отводятся в существующие канализационные емкости с последующим вывозом передвижной техникой на очистные сооружения УПН Байтуганского месторождения.

2.1.4 Описание воздействия хозяйственной деятельности на поверхностные воды при «нулевом варианте»

Существующая промышленная площадка УПН Байтуганского нефтяного месторождения располагается в пределах водоохранной зоны и прибрежных защитных полос ближайшей реки Мокрый Якшигул. Ближайшие водные объекты – р. Окана, р. Сок, р. Мокрый Якшигул, река Байтуган и ручей без названия располагаются на расстоянии от существующих объектов или пересекаются ими. Забор поверхностных вод для нужд УПН и сброс сточных вод в данные поверхностные водотоки не осуществляется.

Поэтому прямого негативного воздействия на ближайшие поверхностные водотоки хозяйственная деятельность по «нулевому варианту» не оказывает.

Следует отметить, что в результате деятельности персонала УПН «Байтуганская» (33 человек) образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Объем образующихся хозяйственно-бытовых сточных вод, сбрасываемых после очистки в поверхностные водотоки составляет 0,375м³/сут или 136,875м³/год. Сбор хозяйственно-бытовых сточных вод осуществляется в существующую канализационную емкость с последующей откачкой и вывозом специальным автотранспортом МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство» на очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков.

Кроме того, с производственных отбортованных площадок УПН «Байтуганская» образуются производственно-дождевые и талые воды. Для сбора производственно-дождевых стоков на площадках установлены дождеприемники и далее по сети производственно-дождевой канализации в канализационную емкость.

Согласно п. 6.7.3.4 ГОСТ Р 58367 средняя концентрация загрязнений в поверхностных (дождевых) водах составляет:

- для взвешенных веществ - 300 мг/л;
- для БПК 20-40 мг/л;
- для нефтепродуктов - 50-100 мг/л.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								37

По мере наполнения, производственно-дождевые стоки откачиваются и вывозятся специализированной техникой на площадку УПН Байтуганского месторождения для очистки и дальнейшего использования в технологическом процессе.

Существующие системы канализации УПН Байтуганского месторождения

Пром.ливневые стоки от существующих площадок УПН по самотечной сети пром.ливневой канализации поступают в дренажную емкость канализационной насосной станции, откуда при помощи полупогружного насоса подаются на площадку очистки пластовых и дождевых стоков. Очищенные дождевые сточные воды подаются на прием насосов существующей БКНС и используются в системе поглощения Байтуганского месторождения согласно лицензии СМР 01043 ПЭ (см. Приложение А Раздел 0261-01-00-ОВОС2.1).

Существующие системы сбора и очистки бытовых, производственно-дождевых и пластовых стоков данным проектом не рассматривается и остаются без изменений.

2.1.5 Описание хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления при «нулевом варианте»

В результате производственной деятельности УПН «Байтуганская» образуются отходы производства и потребления. Приказом Управления Росприроднадзора по Самарской области от 03.09.2018 г № 97/18 утверждены нормативы образования отходов и лимиты на их размещение (см. Приложение Е Книга 2.2 261-01-00-ОВОС).

Предлагаемый норматив образования отходов производства и потребления, образующихся в результате хозяйственной деятельности УПН «Байтуганская» - в количестве 218,761 т/год, в том числе:

- отходы I класса – 0,008 т/год;
- отходы III класса опасности – 181,265 т/год;
- отходы IV класса опасности – 30,133 т/год;
- отходы V класса опасности – 7,355 т/г.

По состоянию на 2022 год, лимитное количество отходов, предлагаемое к передаче на размещение другим индивидуальным предпринимателям:

- отходы IV класса опасности, в количестве 12,097 т/год;
- отходы V класса опасности – 0,255 т/год.

Итого утвержденные лимиты на размещение отходов в количестве 12,352 т.

2.1.6 Описание воздействия хозяйственной деятельности на земельные ресурсы и почвенный покров при «нулевом варианте»

Производственная площадка действующей УПН расположена на следующих земельных участках:

- земельный участок с кадастровым номером 63:20:0502001:47 (кадастровый квартал: 63:20:0502001, кадастровый номер землепользования: 63:20:0000000:41), площадью 96 450 кв м;
- земельный участок с кадастровым номером 63:20:0501002:97 (кадастровый квартал: 63:20:0501002, кадастровый номер землепользования: 63:20:0000000:41), площадью 21 031 кв. м.

Земельный участок принят ООО «БайТекс» в пользование на условиях аренды единое землепользование (далее земельный участок) с кадастровым номером 63:20:0000000:0041 (номер кадастрового квартала: 63:20:0000000). Договор аренды земельного участка № 4/8-АД от 21.07.2006 г. заключен между МР Камышлинский Самарской области и Обществом с ограниченной ответственностью «БайТекс» (ООО «БайТекс»).

Кадастровый номер земельного участка 63:20:0000000:41 равнозначен кадастровому номеру 63:20:0000000:0041 (Кадастровая выписка о земельном участке от 27 марта 2014г. № 63-00-102/14-207852).

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
38

Категория занимаемых земель: Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

Категория занимаемых земель: земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения;

Разрешенное использование: Для размещения объектов нефтедобычи Байтуганского объекта;

Форма собственности: Аренда ООО «БайТекс».

Площадь земельных участков: 96 450 м.кв. и 21 031 м.кв.

Существующие площадки промысловых объектов Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области в пределах Клявлинского и Камышлинского районов, находятся на земельных участках, используемых в соответствии со следующим пакетом земельных документов:

- Договор аренды № 4/8-АД от 21.07.2006 г.;
- Договор аренды № 79-15 от 28.12.2015 г.;
- Договор аренды № 6-16 от 15.07.2016 г.;
- Договор аренды № 83-15 от 28.12.2015 г. Договор перезаключен № 83-20 от 21.12.2020г.;
- Свидетельство Серия 63-АБ № 825046 от 18 января 2006 г. о государственной регистрации права единого землепользования, площадью 147300 кв.м, с кадастровым номером 63:21:0000000:0019;
- Договор аренды № 482 от 29.04.2016 г. лесного фонда без аукциона.

Существующие площадки промысловых объектов Байтуганского месторождения, расположенные на территории Северного района Оренбургской области, находятся на земельных участках используемых в соответствии со следующим пакетом документов:

- Соглашение № 47-2019 от 22.04.2019 г.;
- Свидетельство Серия 56-АБ № 555803 от 31 января 2012 г. о государственной регистрации права собственности земельного участка с кадастровым номером 56:28:1617008:12;
- Договор аренды № 91-2018 от 24.09.2018 г.;
- Распоряжение Министерства лесного и охотничьего хозяйства Оренбургской области № 214-р от 21.10.2011 «О предоставлении лесных участков в аренду»;
- Договор аренды лесного участка для выполнения работ по геологическому изучению недр, разработки месторождений полезных ископаемых № 07/19 от 29.04.2019 г.;
- Дополнительное соглашение № 1 от 11.06.2020 к договору аренды лесных участков от 29.04.2019 № 07/19;
- Договор аренды лесных участков № 316-10 от 19.04.2010 г.;
- Дополнительное соглашение № 2 от 10.12.2012 г. к договору аренды лесных участков № 316-10 от 19 апреля 2010 г.;
- Дополнительное соглашение № 2 от 10.12.2012 г. к договору аренды лесных участков № 317-10 от 19 апреля 2010 г.;
- Распоряжение Министерства лесного и охотничьего хозяйства Оренбургской области № 22-р от 14.04.2010 «О предоставлении лесных участков в аренду»;
- Распоряжение Министерства лесного и охотничьего хозяйства Оренбургской области № 194-р от 15.11.2012 «О продлении срока действия договоров аренды лесных участков от 19.04.2010 г. № 317-10, от 19.04.2012 г. № 316-10»;
- Договор аренды № 217 от 7.09.2009 г.;

Резерв	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
39

- Дополнительное соглашение № 10 от 27.01.2018 г. к договору аренды лесных участков от 28.09.2010 г. № 463-10.
- Договор аренды лесного участка № 01/21 от 01.03.2021 г.;
- Договор аренды лесного участка № 03/21 от 22.06.2021 г.

По категории земельных участков, район проектируемых работ относится к:

–землям промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения;

- земли государственного лесного фонда;
- земли сельскохозяйственного назначения;
- земли неустановленной категории.

В настоящее время естественный почвенный покров на территории УПН «Байтуганская» техногенно нарушен, и представлен насыпными грунтами (щебень, глина, ПГС). Почвенный покров на территории нефтепромысла в пределах **Клявлинского района Самарской области** представлен *черноземами типичными, среднегумусными, щебневатыми*. По территории **Камышлинского района Самарской области** почвы представлены *черноземами типичными, карбонатными, черноземами обыкновенными*. По территории **Северного района Оренбургской области** почвы представлены, в основном, *черноземами обыкновенными среднесиловыми слабогумусовыми и черноземами выщелоченными среднесиловыми*.

2.1.7 Описание воздействия хозяйственной деятельности на растительный мир при «нулевом варианте»

Существующая промышленная площадка Байтуганского месторождения функционирует с 1949 г. Территория промплощадки УПН спланирована, естественный растительный покров отсутствует. Для проезда автотранспортной техники используются существующие дороги. Промышленные площадки добывающих скважин, узлов запорной арматуры и узлов приема очистных устройств спланированы, естественный растительный покров отсутствует. «Нулевой вариант» не предполагает дополнительного отвода земельных участков, поэтому воздействия на растительный мир не ожидается.

2.1.8 Описание воздействия хозяйственной деятельности на животный мир при «нулевом варианте»

Промышленные объекты Байтуганского месторождения расположены в пределах существующих огороженных промышленных площадок. Наличие ограждения исключает проникновение диких животных на территорию УПН, УЗ и ДНС. «Нулевой вариант» не предполагает дополнительного отвода земельных участков, поэтому изъятия/нарушения среды обитания диких животных не ожидается.

2.1.9 Описание воздействия хозяйственной деятельности на социально-экономический сектор при «нулевом варианте»

Хозяйственное использование территории Клявлинского и Камышлинского районов Самарской области и Северного района Оренбургской области ориентировано, преимущественно, на сельскохозяйственную деятельность и добычу нефти и газа. Нефтегазодобывающая отрасль в данном районе является основным держателем фондов субъекта Российской Федерации.

Функционирование технологических объектов Байтуганского месторождения обеспечивает занятость населения, специализированного в данной отрасли промышленности.

При отказе от намечаемой деятельности, расширение штата работающего персонала не

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
40

предполагается.

2.2 Описание возможных видов воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 1»

Реализация альтернативного «Варианта № 1» повлечет изменения в существующем уровне антропогенного воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу.

2.2.1 Описание воздействия хозяйственной деятельности на недра при альтернативном «Варианте № 1»

Проектируемые объекты обустройства IX очереди Байтуганского месторождения предусматривают увеличение уровня добычи нефти, так как проектом предусмотрено обустройство 57 добывающих скважин и перевод 4-х скважин из нагнетательных системы ППД в добывающие. Что повлечет изменения в уровне добычи нефти и повлияет на объемы закачиваемого агента системы ППД.

Кроме того, воздействие проектируемых объектов на геологическую среду будет при планировке грунта на площадках скважин и АГЗУ, при строительстве линейных объектов.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на геологическую среду, с учетом результатов инженерно-геологических-изысканий, приведена в п. 4.7 данной книги.

2.2.2 Описание воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 1»

Описание воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности на атмосферный воздух проведена для двух этапов:

1 – этап строительства проектируемых сооружений обустройства IX очереди, а также демонтажные работы на подготовительном этапе строительства;

2 – этап эксплуатации проектируемых объектов обустройства IX очереди.

Период строительства (демонтажа)

Строительство проектируемых сооружений оказывает дополнительную антропогенную нагрузку на атмосферный воздух в виде поступления загрязняющих веществ в атмосферу в процессе проведения демонтажных и строительно-монтажных работ.

Основными источниками загрязнения атмосферы в период проведения демонтажных и строительно-монтажных работ являются:

- автомобильный транспорт при перевозке грунта, строительных материалов, труб, техники, горюче-смазочных веществ, работников, выполняющих строительно-монтажные работы, и вспомогательного персонала;
- дорожно-строительная техника, применяемая для планировки участков и проведения земляных работ, монтажа конструкций и т.д.;
- сварочные работы, газовая резка;
- покрасочные работы;
- работа ДЭС и передвижных сварочных постов;
- работа передвижного компрессора ЗИФ;
- земляные работы;
- пересыпка сыпучих материалов;
- разработка грунта;
- заправка техники топливом;
- работа бульдозера в период мелиоративных работ.

В атмосферный воздух поступают загрязняющие вещества: *диЖелезо триоксид, Марганец и его соединения, азота диоксид, оксид азота, углерод, сера диоксид, дигидросульфид, углерода оксид, гидрофторид, фториды неорганические плохо растворимые,*

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Рез. инв. №	Подп. и дата	Изм. №			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

41

диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол), метилбензол (фенилметан), бенз(а)пирен, бутилацетат, формальдегид, пропан-2-он, бензин, керосин, уайт-спирит, алканы C12-C19 (в пересчете на C), взвешенные вещества, пыль неор. 70-20% SiO₂.

Негативное воздействие на атмосферный воздух в период демонтажных и строительных работ ограничено по времени. В соответствии с разделом 5 «Проект организации строительства» период строительства проектируемых объектов составляет 21 месяц, в том числе подготовительный период – 3 месяца. В соответствии с разделом 6 «Проект организации демонтажа».

Ожидаемый выброс ЗВ на период демонтажных работ – 0,930013 т/год, в том числе:

вещества 1 класса опасности – 0,000839 т/период;
вещества 2 класса опасности – 0,000274 т/период;
вещества 3 класса опасности – 0,517886 т/период;
вещества 4 класса опасности – 0,326569 т/период;
вещества не установленного класса опасности – 0,084444 т/период.

Группы суммации: 6035 (дигидросульфид+формальдегид), 6043 (сера диоксид+дигидросульфид), 6204 (азота диоксид+серы диоксид).

Ожидаемый выброс ЗВ на период строительно-монтажных работ – 58,170559 т/год, в том числе:

вещества 1 класса опасности – 0,000007 т/период;
вещества 2 класса опасности – 0,093550 т/период;
вещества 3 класса опасности – 31,844135 т/период;
вещества 4 класса опасности – 20,503580 т/период;
вещества не установленного класса опасности – 5,729287 т/период.

Группы суммации: 6035 (дигидросульфид+формальдегид), 6043 (сера диоксид+дигидросульфид), 6204 (азота диоксид+серы диоксид); 6046 (углерода оксид + пыль неор.: 70-20% SiO₂ (2); 6205 (серы диоксид+фтористый водород); 6053 (гидрофторид + фториды неорганические пл.растворимые).

Период эксплуатации

Описание воздействия объектов пункта обустройства IX очереди на атмосферный воздух произведена на основании анализа технологической схемы производственного объекта, а также проектных решений по организации системы хозяйственно-бытовой и производственной канализации.

Ниже представлено краткое описание предприятия как источника загрязнения атмосферы, с указанием используемого оборудования, определены источники выделения загрязняющих веществ в атмосферу.

Добывающие скважины

Согласно техническим условиям и требованиям п.6.2.2 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование», при обустройстве устьев проектируемых нефтяных скважин проектом предусмотрено строительство следующих сооружений:

1. Приустьевая площадка нефтяной скважины;
2. Площадка под ремонтный агрегат;
3. Основание под станок-качалку;
4. Якоря оттяжки;
5. Емкость канализационная V=5м³;
6. КТПК (по необходимости);

Результат №	<u>Добывающие скважины</u>							
	Согласно техническим условиям и требованиям п.6.2.2 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование», при обустройстве устьев проектируемых нефтяных скважин проектом предусмотрено строительство следующих сооружений:							
Подп и дата	1. Приустьевая площадка нефтяной скважины; 2. Площадка под ремонтный агрегат; 3. Основание под станок-качалку; 4. Якоря оттяжки; 5. Емкость канализационная V=5м3; 6. КТПК (по необходимости);							
Име. № пролп							0261-01-00-ОВОС	Лист
								42
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7. Молниеотводы;

8. Радиомачты (по необходимости).

В проекте предусматривается обустройство 57 добывающих скважин, перевод 4 нагнетательных скважин в добывающие в 39 кустах и 1 одиночная.

Эксплуатация скважин осуществляется механизированным способом штанговыми глубинными насосными установками (УШГН) марки АУШГ-140-50.

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- залповых выбросов при ремонте арматуры и КИПиА; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*
- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях фонтанной арматуры; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Замерные установки

По альтернативному «Варианту №1» проектом предусмотрено строительство 28 АГЗУ:

- АГЗУ-37(І), АГЗУ-37(ІІ) марки «Спутник АМ 40-14-60»;
- АГЗУ-10А(І), АГЗУ-10А(ІІ), АГЗУ-13Б(І), АГЗУ-13Б(ІІ), АГЗУ-40(І), АГЗУ-40(ІІ), АГЗУ-41(І), АГЗУ-41(ІІ), АГЗУ-43(І), АГЗУ-43(ІІ) установка измерительная на 6 подключений ООО «ВертикалЪ»;
- АГЗУ-20А(І), АГЗУ-20А(ІІ), АГЗУ-39(І), АГЗУ-39(ІІ) установка измерительная на 8 подключений ООО «ВертикалЪ»;
- АГЗУ-42(І), АГЗУ-42(ІІ) установка измерительная на 10 подключений ООО «ВертикалЪ»;
- АГЗУ-49(І), АГЗУ-49(ІІ) установка измерительная на 6 подключений ООО «ТУЗТО»;
- АГЗУ-50(І), АГЗУ-50(ІІ) установка измерительная на 8 подключений ООО «ТУЗТО»;
- АГЗУ-14А(І), АГЗУ-14А(ІІ), АГЗУ-18А(І), АГЗУ-18А(ІІ) установка измерительная на 10 подключений ООО «ТУЗТО»;
- АГЗУ-47(І), АГЗУ-47(ІІ) установка измерительная на 6 подключений ООО «Девон-Кредит».
- Также проектом предусмотрена замена существующих АГЗУ на двухпоточные: АГЗУ-22(2 шт.), АГЗУ-20(2шт.), АГЗУ-33(2 шт.), АГЗУ-27А(2 шт.):
- АГЗУ-22(І), АГЗУ-22(ІІ), АГЗУ-33(І), АГЗУ-33(ІІ) установка измерительная на 8 подключений ООО «ВертикалЪ»;
- АГЗУ-20(І), АГЗУ-20(ІІ) установка измерительная на 10 подключений ООО «ВертикалЪ»;
- АГЗУ-27А(І), АГЗУ-27А(ІІ) установка измерительная на 10 подключений ООО «Девон-Кредит».

Количество подключений АГЗУ выбрано с учетом перспективного развития месторождения (ввода в эксплуатацию новых скважин).

Автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ-37 марки «Спутник АМ 40-14-60» предназначена для периодического определения по программе количества жидкости, добываемой из нефтяных скважин. Функциональное назначение установки:

- контроль количества жидкости и газа с выдачей результата в блок управления или в верхний уровень;

Резерв	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
43

- сигнализация отсутствия потока жидкости в контролируемой скважине.

Эксплуатационное назначение установки – обеспечение контроля за технологическими режимами работы нефтяных скважин. АГЗУ рассчитана на 14 подключаемых скважин, дебиты которых могут составлять до 120 т/сут. Расчетное давление АГЗУ принято равным 4,0 МПа. АГЗУ состоит из двух блоков: технологического и аппаратного. Аппаратурный блок-бокс предусмотрен во взрывозащищенном исполнении.

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*
- залповых выбросов при аварийном срабатывании предохранительного клапана замерного сепаратора установки АГЗУ; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*
- залпового выброса при включении принудительной вентиляции замерно-переключающей установки во время посещения обслуживающего персонала; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*
- технологических выбросов в результате испарений из вентиляционного устройства дренажной емкости. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$, бензол, диметилбензол, метилбензол.*

Запорная арматура проектируемых трубопроводов выбрана из учета максимального рабочего давления принята 4,0 МПа – для установки на выкидных, нефтегазосборных и напорных трубопроводах, 16,0 МПа – для установки на высоконапорных водоводах системы ППД. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-2015 класс «А». Срок службы запорной арматуры не менее 15 лет.

Узел запорной арматуры УЗ №3 расположен на площадке ДНС-2. Узел запорной арматуры УЗ №6 расположен в районе АГЗУ-13. Узел запорной арматуры УЗ №52 расположен в районе АГЗУ-27А. Узел запорной арматуры УЗ №53 расположен в районе АГЗУ-27.

Оборудование ДНС-2 (УЗ-3)

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры площадки проектируемого оборудования. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Узлы подключения (стояков) для подсоединения агрегатов типа АДПМ:

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Узлы задвижек (УЗ) по проектируемым сборным нефтепроводам:

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							44

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: диgidросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.

Камера пуска очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе:

На нефтегазосборных трубопроводах от АГЗУ-11 до УПН и от УЗ №35 до УПН предусмотрены камеры пуска и приема очистных устройств ООО «Синергия-Лидер» г. Пермь. Камеры пуска предусмотрены в начале трассы в районе АГЗУ-11. Камеры приема предусмотрены в конце трассы, на территории УПН. Слив дренажа с камер приема очистных устройств осуществляется в дренажную емкость $V=5 \text{ м}^3$, выполненную по проекту 0210 «Строительство сборного нефтепровода от ДНС-1 до УПН Байтуганского нефтяного месторождения (Участок от узла запорной арматуры №2 до УПН)». Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: диgidросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.

Камера приема очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе:

На трубопроводах от АГЗУ-11 до УПН и от УЗ №35 до УПН устанавливаются камеры приема очистных устройств. Камера устанавливается на канализованной бетонированной площадке. Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: диgidросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.

2.2.3 Описание воздействия хозяйственной деятельности на подземные воды при альтернативном «Варианте № 1»

Описание воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности на подземные воды проведено для этапа строительства проектируемых сооружений обустройства IX очереди, а также для этапа демонтажных работ и эксплуатации проектируемых сооружений.

Период демонтажных работ и период строительства

При оценке техногенного воздействия на подземные воды на этапе демонтажных работ и этапе строительства можно выделить следующие основные возможные последствия:

- нарушение условий питания, циркуляции и разгрузки грунтовых вод в результате механического воздействия при инженерном строительстве сооружений и коммуникаций;
- локальное загрязнение грунтов зоны аэрации и грунтовых вод от работы строительной техники и автомобильного транспорта при случайных разливах, утечках и сбросах горюче-смазочных материалов;
- загрязнение первого водоносного горизонта различными сточными водами на строительных площадках и др. (в случае нарушения технологии строительства).

Изменение качества подземных вод под влиянием техногенных воздействий может выразиться в увеличении их минерализации, содержания типичных для них веществ (хлориды, сульфаты, кальций, магний, железо и др.), в появлении в водах несвойственных им веществ искусственного происхождения (например, СПАВ), в изменении температуры и pH, в появлении запаха, окраски и др.

Изм. №	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	коммуникаций; • локальное загрязнение грунтов зоны аэрации и грунтовых вод от работы строительной техники и автомобильного транспорта при случайных разливах, утечках и сбросах горюче-смазочных материалов; • загрязнение первого водоносного горизонта различными сточными водами на строительных площадках и др. (в случае нарушения технологии строительства). Изменение качества подземных вод под влиянием техногенных воздействий может выразиться в увеличении их минерализации, содержания типичных для них веществ (хлориды, сульфаты, кальций, магний, железо и др.), в появлении в водах несвойственных им веществ искусственного происхождения (например, СПАВ), в изменении температуры и pH, в появлении запаха, окраски и др.																			
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист 45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																		

Косвенное воздействие на водные объекты на период строительства возможно за счет взвешенных веществ поступающих с осадками в поверхностные водотоки.

Период эксплуатации

Согласно заданию на проектирование настоящим проектом предусматривается строительство водозаборных скважин №6с и №7с для системы ППД Байтуганского нефтяного месторождения. Сам факт изъятия подземных вод является негативным фактором.

На этапе эксплуатации воздействие на подземные воды в районе осуществления намечаемой деятельности будет заключаться в возможном загрязнении подземных вод нефтепродуктами и производственно-дождевыми сточными водами, в случае нарушения технологии эксплуатации и аварийных ситуаций.

Изменение качества подземных вод под влиянием техногенных воздействий может выразиться в увеличении их минерализации, содержания типичных для них веществ (хлориды, сульфаты, кальций, магний, железо и др.), в появлении в водах несвойственных им веществ искусственного происхождения (например, СПАВ, нефтепродукты), в изменении температуры и pH, в появлении запаха, окраски и др.

Углеродородное (нефтяное) загрязнение является наиболее опасным, что связано с высокой токсичностью и миграционной способностью отдельных компонентов нефти.

При оценке воздействия намечаемой деятельности на подземные воды района работ учитывается тот факт, что при проведении инженерно-геологических изысканий на территории предполагаемого строительства подземные воды вскрыты на глубине до глубины 0 – 0,9 м. Глубина закладки трубопроводов (нефтепроводов, водоводов) составляет 0,8 м, дренажных емкостей 3 м.

До глубины 6.8-7,0 м залегают суглинки и глины, которые для которых характерны малый коэффициент фильтрации и слабая водопроницаемость. Эти свойства будут препятствовать просачиванию нефти и минерализованной воды с поверхности в более глубокие горизонты, в случае возникновения аварийной ситуации, что сводит к минимуму негативное воздействие проектируемых объектов на подземные воды.

Более подробная оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды, с учетом результатов инженерно-геологических-изысканий, приведена в п. 4.8.2 данной книги.

2.2.4 Описание воздействия хозяйственной деятельности на поверхностные воды при альтернативном «Варианте № 1»

Проектируемые трубопроводы обустройства IX очереди пересекают водные объекты, поэтому прогнозируется прямое негативного воздействия на поверхностные воды в период строительства и эксплуатации. Площадки проектируемых скважин и АГЗУ размещены за пределами ВОЗ, прибрежной защитной полосы

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от АГЗУ-11 до УПН* пересекает:

- реку Мокрый Якшигул (ПК39+74,90-ПК39+79,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=39,0м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры УЗ №75 (ПК38+38,20) и УЗ №76 (ПК41+85,20) с электроприводом;

- ручей без названия (ПК42+30,00-ПК43+0,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=22,00м. В конце перехода устанавливается узел запорной арматуры УЗ №77(ПК43+70,80) с электроприводом.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от УЗ №35 до УПН* пересекает:

- реку Мокрый Якшигул (ПК40+29,10-ПК41+23,70). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=39,0м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры УЗ №19 (ПК39+63,30) и УЗ №18 (ПК41+66,70) с электроприводом;

Резонанс №	
Подоб и длина	
Имя № подлн	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
46

- ручей без названия (ПК42+86,50-ПК43+60,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=22,00м. На ПК49+25,20 устанавливается узел запорной арматуры УЗ №16 с электроприводом.

Трасса проектируемого напорного нефтепровода от УЗ №5 до УПН Ду250 пересекает реку Мокрый Якшигул перед подходом к УПН. Переход выполнен надземно в футляре Ø530x10 длина L=17,50м. В начале перехода устанавливается узел запорной арматуры УЗ №13 (ПК58+95,70). В конце перехода будет установлена задвижка с электроприводом на входной гребенке У-1 (территория УПН).

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-22 до ДНС-2 пересекает:

- ручей без названия в районе ДНС-2 (ПК34+47,80-ПК35+8,20). Переход выполнен надземно в футляре Ø426x10 длина L=18,00м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры с электроприводом на ПК34+75,00 и ПК35+20,00.

Строительство трубопроводов на portalных опорах исключает нарушение русла реки и ручья, замучивание водных масс и заиливание донной поверхности. Фундамент под опоры состоит из железобетонного фундамента 3Ф 18.18-17 по ГОСТ 24022-80. Глубина заложения фундамента – 2.8 и 3.7 м от поверхности земли. Стойка перехода – труба диаметром 352x5 мм. На оголовках стоек смонтирован футляр диаметром 530x10 мм.

Согласно отчету «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные биоресурсы...», возможным негативным воздействием запроектированных работ на гидробионтов, могут быть связаны со следующими причинами:

1. временное и постоянное повреждение участков заливной поймы;
2. потери водных биоресурсов в результате сокращения, перераспределения или утраты естественного стока с деформированной поверхности водосборного бассейна водного объекта.

При строительстве наземных переходов через поверхностные водотоки изменения уровня воды не происходит. Нарушение гидрогеологического режима реки не прогнозируется.

Забор воды из природных поверхностных источников при проведении работ не предусматривается.

Переезд строительной техники через водотоки проектом не предусмотрен. Во время строительства переходов через водотоки для переправы на другой берег будет использоваться существующая переправа через р. Мокрый Якшигул, располагающаяся на расстоянии 50 м

Проведение работ в водоохранной зоне реки Мокрый Якшигул и ручья без названия согласовано Федеральным агентством по рыболовству (Росрыболовство), Заключение от 20.09.2021 г № УО2-3196 представлено в Приложении Е1 раздела ОВОС2.2.

Согласно заключению Средневолжского ТУ Рыболовства, реализация работ по проекту: «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» не окажет негативного воздействия на водные биоресурсы р. Мокрый Якшигул.

Более подробная оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды, с учетом результатов инженерно-геологических-изысканий, приведена в п. 4.9.2 данной книги.

2.2.5 Описание хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления при альтернативном «Варианте № 1»

Описание воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления проведено для двух этапов:

1 – этап строительства проектируемых сооружений обустройства IX очереди, а также демонтажные работы на подготовительном этапе строительства;

Результат	Подпись	Изм. №	негативного воздействия на водные биоресурсы р. Мокрый Якшигул.						Лист	
			Более подробная оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды, с учетом результатов инженерно-геологических-изысканий, приведена в п. 4.9.2 данной книги.							
2.2.5 Описание хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления при альтернативном «Варианте № 1»										
Описание воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления проведено для двух этапов:										
1 – этап строительства проектируемых сооружений обустройства IX очереди, а также демонтажные работы на подготовительном этапе строительства;										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС				47

На этапе демонтажа существующих объектов образуются следующие виды отходов

- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код ФККО 7 33 100 01 72 4);
- пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные (код - 7 36 100 01 30 5);
- лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код ФККО 4 61 200 01 51 5);
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) (код ФККО 9 19 204 02 60 4);
- абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов (код ФККО 4 56 100 01 51 5);
- жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин (код ФККО 7 32 221 01 30 4);
- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 4 02 312 01 62 4);
- коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (Код ФККО 4 91 102 01 52 4).
- отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные (код ФККО 4 34 110 02 29 5).

В случае возникновения аварийной ситуации (разлитие ГСМ), вероятно образование следующих отходов:

- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);
- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 31 100 01 39 3).

Расчет массы абразивной пыли, образующейся в при резке металла не осуществлялся, поскольку работы осуществляются вне слесарных мастерских и сбор пыли затруднён.

Расчет кожаной обуви, утратившей потребительские свойства непосредственно для периода демонтажных работ не проводился, поскольку норма выдачи спецобуви – 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период демонтажных работ – 3 месяца.

При расчете спецодежды х/б и смешанных волокон, утратившей потребительские свойства, не учитывались различные виды костюмов, выдаваемых работникам 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период демонтажных работ – 3 месяца.

Расчет количества отходов средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства непосредственно для периода демонтажных работ не проводился, поскольку эксплуатационный срок использования защитных очков, составляет 1 год (Примечание 9 к Типовым нормам, утвержденным Приказом Минздравсоцразвития России от 16.07.2007 г. № 477). Период демонтажных работ составляет 3 месяца.

Расчет касок защитных, утративших потребительские свойства не производился, поскольку минимальный срок эксплуатации 3 года (п. 5 ГОСТ 12.4.4.128-83).

Расчет отходов осветительных приборов не проводился, поскольку демонтажные работы осуществляются в дневное время суток, без использования искусственного освещения.

Изм. №	№	Подп. и дата	Реш. и №	свойства, не учитывались различные виды костюмов, выдаваемых работникам 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период демонтажных работ – 3 месяца. Расчет количества отходов средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства непосредственно для периода демонтажных работ не проводился, поскольку эксплуатационный срок использования защитных очков, составляет 1 год (Примечание 9 к Типовым нормам, утвержденным Приказом Минздравсоцразвития России от 16.07.2007 г. № 477). Период демонтажных работ составляет 3 месяца. Расчет касок защитных, утративших потребительские свойства не производился, поскольку минимальный срок эксплуатации 3 года (п. 5 ГОСТ 12.4.4.128-83). Расчет отходов осветительных приборов не проводился, поскольку демонтажные работы осуществляются в дневное время суток, без использования искусственного освещения.					
				0261-01-00-ОВОС					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Лист	
								48	

Ожидаемые объемы образования отходов в период демонтажных работ при безаварийном режиме:

	т/период
Отходы IV класса опасности	3,2155
Отходы V класса опасности	429,1941
Итого:	432,4096

Ожидаемые объемы образования отходов в период демонтажных работ с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/период
Отходы III класса опасности	0,9976
Отходы IV класса опасности	3,2347
Отходы V класса опасности	429,1941
Итого:	433,4264

На этапе строительства объекта (земляные, строительно-монтажные работы - монтаж оборудования):

- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код ФККО 7 33 100 01 72 4);
- пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные (код ФККО - 7 36 100 01 30 5);
- отходы изолированных проводов и кабелей (код ФККО 4 82 302 01 52 5);
- лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код ФККО 4 61 200 01 51 5);
- шлак сварочный (код ФККО 9 19 100 02 20 4);
- остатки и огарки стальных сварочных электродов код (код ФККО 9 19 100 01 20 5);
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) (код ФККО 9 19 204 02 60 4);
- обтирочный материал, загрязненный материалами лакокрасочными и аналогичными для нанесения покрытий, малоопасный. Код ФККО 9 19 302 53 60 4;
- отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные (код ФККО 4 34 110 02 29 5);
- отходы битума нефтяного строительного (код ФККО 8 26 111 11 20 3);
- отходы шлаковаты незагрязненные (код ФККО 4 57 111 01 20 4);
- тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %) (код ФККО 4 68 112 02 51 4);
- жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин (код ФККО 7 32 221 01 30 4);
- отходы средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства (код ФККО 4 91 105 11 52 4);
- коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (Код ФККО 4 91 102 01 52 4).
- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 4 02 312 01 62 4);
- отходы строительного щебня незагрязненные (Код ФККО 8 1 9 1 00 0 3 21 5);
- отходы песчано-гравийной смеси незагрязненные (Код ФККО 8 21 511 11 40 5);
- отходы песка незагрязненные (Код ФККО 8 19 100 01 49 5);
- лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Код ФККО 8 22 201 01 21 5);

Результат

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

49

- обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства (код ФККО 4 03 101 00 52 4).

В случае возникновения аварийной ситуации (разлитие ГСМ), вероятно образование следующих отходов:

- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);
- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 31 100 01 39 3).

Расчет массы абразивной пыли, образующейся в при резке металла не осуществлялся, поскольку работы осуществляются вне слесарных мастерских и сбор пыли затруднен.

Потери лакокрасочных материалов происходят за счет испарения, брызг и капель: отходы специально не собираются.

Расчет касок защитных, утративших потребительские свойства не производился, поскольку минимальный срок эксплуатации 3 года (п. 5 ГОСТ 12.4.4.128-83).

Продувка и прочистка трубопроводов перед гидроиспытанием осуществляется компрессором ЗИФ-55. Периодичность замены синтетического масла, используемого в компрессоре составляет 4000 рабочих часов. Согласно разделу 6 ПОС, период строительства составляет 21 месяц. В период демонтажных работ компрессор ЗИФ-55 не используется. Количество часов работы ЗИФ-55 в период строительства составляет 2520 часов, что меньше нормативного срока работы для периодической замены синтетического масла. Поэтому, в настоящем проекте расчет отходов синтетических масел компрессорных, не проводился.

Расчет отходов осветительных приборов не проводился, поскольку демонтажные работы осуществляются в дневное время суток, без использования искусственного освещения.

Ожидаемые объемы образования отходов в период строительно-монтажных работ при безаварийном режиме:

	т/период
Отходы III класса опасности	0,204
Отходы IV класса опасности	84,1356
Отходы V класса опасности	22,6252
Итого:	106,9648

Ожидаемые объемы образования отходов в период строительно-монтажных работ с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/период
Отходы III класса опасности	1,2016
Отходы IV класса опасности	84,2058
Отходы V класса опасности	22,6252
Итого:	108,0325

На этапе биологической рекультивации образуются следующие виды отходов

- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) (код ФККО 9 19 204 02 60 4);
- коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (код ФККО 4 91 102 01 52 4)

Резонанс №

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

50

- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 4 02 312 01 62 4);
- отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные (код ФККО 4 34 110 02 29 5).
- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);
- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 31 100 01 39 3).

Расчет кожаной обуви, утратившей потребительские свойства непосредственно для периода биологической рекультивации не проводился, поскольку норма выдачи спецобуви – 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период биологической рекультивации – 1 месяц (в течении 3-х лет).

При расчете спецодежды х/б и смешанных волокон, утратившей потребительские свойства, не учитывались различные виды костюмов, выдаваемых работникам 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период биологической рекультивации – 3 месяца (в течении 3-х лет).

Расчет количества отходов средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства непосредственно для периода биологической рекультивации не проводился, поскольку эксплуатационный срок использования защитных очков, составляет 1 год (Примечание 9 к Типовым нормам, утвержденным Приказом Минздравсоцразвития России от 16.07.2007 г. № 477). Период биологической рекультивации – 3 месяца (в течении 3-х лет).

Технический этап рекультивации в процессе которого осуществляется грубая и чистовая планировка территории осуществляется параллельно с проведением строительных работ. Биологическая рекультивация осуществляется после окончания этапа технической рекультивации и осуществляется в течении 3-х лет (в течении 1 месяца каждые 3 года). Поэтому объемы образующихся отходов рассчитаны на весь период биологической рекультивации – 3 года (т/период).

Ожидаемые объемы образования отходов в период биологической рекультивации при безаварийном режиме:

	т/период
Отходы IV класса опасности	0,9855
Отходы V класса опасности	0,0231
Итого:	1,0089

Ожидаемые объемы образования отходов в период биологической рекультивации с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/период
Отходы III класса опасности	0,3705
Отходы IV класса опасности	1,0071
Отходы V класса опасности	0,0231
Итого:	1,4007

На этапе эксплуатации проектируемого объекта по «Варианту №1»:

- отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код 7 21 800 01 39 4);

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
51

- шлам очистки емкости и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код 9 11 200 02 39 3).

В случае возникновения аварийной ситуации (разгерметизация нефтепровода), вероятно образование следующих отходов:

- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (код ФККО 9 31 100 01 39 3);
- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту № 1» при безаварийном режиме:

	т/год
Отходы III класса опасности	4,4316
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	8,0116

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту № 1» с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/год
Отходы III класса опасности	1434,9016
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	1438,4816

В целях защиты земельных ресурсов от загрязнения отходами производства и потребления на территории предприятия предусматриваются условия временного накопления отходов, в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий».

2.2.6 Описание воздействия хозяйственной деятельности на земельные ресурсы и почвенный покров при альтернативном «Варианте № 1»

Технологические объекты обустройства IX очереди предполагаются к размещению в границах лицензионного участка Байтуганского нефтяного месторождения.

Почвенный покров на территории нефтепромысла в пределах Клявлинского района Самарской области представлен *черноземами типичными, среднегумусными, щебневатыми*. По территории Камышлинского района Самарской области почвы представлены *черноземами типичными, карбонатными, черноземами обыкновенными*. По территории Северного района Оренбургской области почвы представлены, в основном, *черноземами обыкновенными среднесиловыми слабогумусовыми и черноземами выщелоченными среднесиловыми*.

Воздействие намечаемой деятельности на земельные ресурсы в период эксплуатации заключается в изъятии земельных участков из процесса их использования согласно разрешённому виду.

Для снижения негативного воздействия почвенный покров и земельные ресурсы,

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
52

размещение проектируемых добывающих скважин, АГЗУ и линейных сооружений предполагается в пределах ранее отведенных земельных участков, находящихся в долгосрочной аренде. Договора аренды земельных участков представлены в Приложении И Книги 2.1 261-01-00-ОВОС 2.1.

Однако, для реализации намечаемой хозяйственной деятельности, потребуется дополнительный отвод во временное (для периода строительства) и долгосрочное (эксплуатация) пользование.

Общая площадь земель, занятая строительством объектов обустройства скважин Байтуганского нефтяного месторождения по всем видам угодий составляет – 1 532 221 кв.м, в том числе:

в долгосрочное пользование – 379 456 кв.м,
во временное – 1 522 765 кв.м.

Распределение земель по угодьям представлено в документации по планировке территории *по Оренбургской и по Самарской области*.

Камышлинский район Самарской области – общий отвод земель 111 757 кв.м.;
временный отвод – 100 789 кв.м., постоянный отвод – 10 968 кв.м;

Калявлинский район Самарской области – общий отвод земель 51 051 кв.м.;
временный отвод – 30 575 кв.м., постоянный отвод – 20 476 кв.м;

Северный район Оренбургской области – общий отвод земель 1 369 413 кв.м.;
временный отвод – 1 021 401 кв.м., постоянный отвод – 348 012 кв.м.

2.2.7 Описание воздействия хозяйственной деятельности на растительный мир при реализации альтернативного «Варианта № 1»

Для размещения проектируемых сооружений обустройства IX очереди потребуется подготовка территории к строительству, сопровождающаяся снятием плодородного слоя почвы. При этом, основному воздействию будет подвержена сорная растительность, произрастающая на данном участке.

Проектируемые сооружения в период эксплуатации не являются источником прямого воздействия на растительность. Можно отметить лишь косвенное химическое воздействие, как влияние атмосферных выпадений, выделяемых в воздушную среду при работе добывающих скважин и АГЗУ.

2.2.8 Описание воздействия хозяйственной деятельности на животный мир при реализации альтернативного «Варианта № 1»

Проектируемые объекты обустройства IX очереди не затрагивают территории охотничьих хозяйств и пути миграции охотничьих животных. В районе размещения проектируемых объектов не обнаружены животные, занесенные в Красную Книгу (см. официальные сведения Приложения Ж Книги 2.1 0261-01-00-ОВОС-2.1).

Проектируемые скважины, АГЗУ и трубопроводы не являются фактором дополнительной нагрузки на животный мир. Безаварийная эксплуатация сооружений не приведет к изменению существующего состояния фауны района.

2.2.9 Описание воздействия хозяйственной деятельности на социально-экономический сектор при альтернативном «Варианте № 1»

Функционирование технологических объектов обустройства IX очереди не потребует дополнительного рабочего персонала. Но в целом, обеспечение бесперебойной работы объектов нефтепромысла – это основная занятость местного населения.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								53
Рез. ил. №	Подп. и дата	Изм. №						

2.3 Описание возможных видов воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 2»

Принципиальное отличие альтернативного «Варианта № 2» от «Варианта № 1» заключается в технологической схеме добычи нефти и применяемого оборудования. В связи с этим, основное отличие воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 2» от «Варианта № 1» заключается в уровне воздействия на атмосферный воздух, а также в объемах образования отходов производства и потребления.

2.3.1 Описание воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 2»

Описание воздействия объектов обустройства IX очереди на атмосферный воздух произведена на основании анализа технологической схемы производственного объекта, а также проектных решений по организации системы производственной канализации.

Ниже представлено краткое описание предприятия как источника загрязнения атмосферы, с указанием используемого оборудования, определены источники выделения загрязняющих веществ в атмосферу.

Описание воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности на атмосферный воздух проведена для двух этапов:

1 – этап строительства проектируемых сооружений обустройства IX очереди, а также демонтажные работы на подготовительном этапе строительства;

2 – этап эксплуатации проектируемых объектов обустройства IX очереди.

Период строительства

Строительство проектируемых сооружений оказывает дополнительную антропогенную нагрузку на атмосферный воздух в виде поступления загрязняющих веществ в атмосферу в процессе проведения демонтажных и строительно-монтажных работ.

Основными источниками загрязнения атмосферы в период проведения демонтажных и строительно-монтажных работ являются:

- автомобильный транспорт при перевозке грунта, строительных материалов, труб, техники, горюче-смазочных веществ, работников, выполняющих строительно-монтажные работы, и вспомогательного персонала;
- дорожно-строительная техника, применяемая для планировки участков и проведения земляных работ, монтажа конструкций и т.д.;
- сварочные работы, газовая резка;
- покрасочные работы;
- работа ДЭС и передвижных сварочных постов;
- работа передвижного компрессора ЗИФ;
- земляные работы;
- пересыпка сыпучих материалов;
- разработка грунта;
- заправка техники топливом;
- работа бульдозера в период мелиоративных работ.

В атмосферный воздух поступают загрязняющие вещества: *диЖелезо триоксид, Марганец и его соединения, азота диоксид, оксид азота, углерод, сера диоксид, дигидросульфид, углерода оксид, гидрофторид, фториды неорганические плохо растворимые, диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол), метилбензол (фенилметан), бенз(а)пирен, бутилацетат, формальдегид, пропан-2-он, бензин, керосин, уайт-спирит, алканы C12-C19 (в пересчете на C), взвешенные вещества, пыль неор. 70-20% SiO2.*

Резм. и №	
Подп. и дата	
Име. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

54

Эксплуатация скважин осуществляется механизированным способом штанговыми глубинными насосными установками (УШГН) марки АУШГ-140-50.

- залповых выбросов при ремонте арматуры и КИПиА; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*
- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях фонтанной арматуры; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Эксплуатационное назначение установки – обеспечение контроля за технологическими режимами работы нефтяных скважин. АГЗУ рассчитана на 14 подключаемых скважин, дебиты которых могут составлять до 120 т/сут. Расчетное давление АГЗУ принято равным 4,0 МПа. АГЗУ состоит из двух блоков: технологического и аппаратного. Аппаратный блок-бокс предусмотрен во взрывозащищенном исполнении.

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*
- залповых выбросов при аварийном срабатывании предохранительного клапана замерного сепаратора установки АГЗУ; В атмосферный воздух будут поступать:

Формат А4

дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.

- залпового выброса при включении принудительной вентиляции замерно-переключающей установки во время посещения обслуживающего персонала; В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*
- технологических выбросов в результате испарений из вентиляционного устройства дренажной емкости. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$, бензол, диметилбензол, метилбензол.*

Запорная арматура проектируемых трубопроводов выбрана из учета максимального рабочего давления принята 4,0 МПа – для установки на выкидных, нефтегазосборных и напорных трубопроводах, 16,0 МПа – для установки на высоконапорных водоводах системы ППД. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-2015 класс «А». Срок службы запорной арматуры не менее 15 лет.

Узел запорной арматуры УЗ №3 расположен на площадке ДНС-2. Узел запорной арматуры УЗ №6 расположен в районе АГЗУ-13. Узел запорной арматуры УЗ №52 расположен в районе АГЗУ-27А. Узел запорной арматуры УЗ №53 расположен в районе АГЗУ-27.

Оборудование ДНС-2 (УЗ-3)

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры площадки проектируемого оборудования. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$* .

Узлы подключения (стояков) для подсоединения агрегатов типа АДПМ:

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Узлы задвижек (УЗ) по проектируемым сборным нефтепроводам:

Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Камера пуска очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе:

На нефтегазосборных трубопроводах от АГЗУ-11 до УПН и от УЗ №35 до УПН предусмотрены камеры пуска и приема очистных устройств ООО «Синергия-Лидер» г. Пермь. Камеры пуска предусмотрены в начале трассы в районе АГЗУ-11. Камеры приема предусмотрены в конце трассы, на территории УПН. Слив дренажа с камер приема очистных устройств осуществляется в дренажную емкость $V=5 \text{ м}^3$, выполненную по проекту 0210 «Строительство сборного нефтепровода от ДНС-1 до УПН Байтуганского нефтяного месторождения (Участок от узла запорной арматуры №2 до УПН)». Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Резм. и №						
Подп. и дата						
Изм. № подл.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Камера пуска очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе:

На нефтегазосборных трубопроводах от АГЗУ-11 до УПН и от УЗ №35 до УПН предусмотрены камеры пуска и приема очистных устройств ООО «Синергия-Лидер» г. Пермь. Камеры пуска предусмотрены в начале трассы в районе АГЗУ-11. Камеры приема предусмотрены в конце трассы, на территории УПН. Слив дренажа с камер приема очистных устройств осуществляется в дренажную емкость V=5 м³, выполненную по проекту 0210 «Строительство сборного нефтепровода от ДНС-1 до УПН Байтуганского нефтяного месторождения (Участок от узла запорной арматуры №2 до УПН)». Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных C₁H₄ – C₅H₁₂, смесь углеводородов предельных C₆H₁₄ – C₁₀H₂₂.

0261-01-00-ОВОС

Лист 57

Камера приема очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе:

На трубопроводах от АГЗУ-11 до УПН и от УЗ№35 до УПН устанавливаются камеры приема очистных устройств. Камера устанавливается на канализованной бетонированной площадке. Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры. В атмосферный воздух будут поступать: *дигидросульфид, метан, смесь углеводородов предельных $C_1H_4 - C_5H_{12}$, смесь углеводородов предельных $C_6H_{14} - C_{10}H_{22}$.*

Для источников загрязнения атмосферы объектов обустройства Байтуганского месторождения IX очереди по альтернативному «Варианту № 2» присвоены номера ранее не использовавшиеся для данного месторождения (при нумерации источников учтены требования Инструкции по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, п. 4.3: номер источника загрязнения - четырехразрядный). Номеров источников загрязнения атмосферы объектов обустройства IX очереди представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Таблица соответствия номеров источников загрязнения атмосферы объектов обустройства IX очереди при реализации проектных решений по альтернативному «Варианту № 2»

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
0152	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-10А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0153	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-10А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0154	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-13Б (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0155	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-13Б (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0156	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-14А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0157	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-14А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0158	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-18А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0159	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-18А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0160	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-20А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0161	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-20А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0162	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-37 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0163	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-37 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0164	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-39 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0165	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-39 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0166	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-40 (проектируемая)	Дыхательный патрубок

Резм. и. №	
Подп. и. дата	
И. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

58

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
0167	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-40 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0168	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-41 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0169	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-41 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0170	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-42 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0171	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-42 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0172	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-43 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0173	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-43 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0174	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-47 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0175	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-47 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0176	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-49 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0177	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-49 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0178	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-50 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0179	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-50 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
7263	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 590	Неорганизованный ист.
7264	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 590	Неорганизованный ист.
7265	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 565	Неорганизованный ист.
7266	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 565	Неорганизованный ист.
7267	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1004	Неорганизованный ист.
7268	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1004	Неорганизованный ист.
7269	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1738А	Неорганизованный ист.
7270	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1738А	Неорганизованный ист.
7271	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 512Н	Неорганизованный ист.
7272	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 512Н	Неорганизованный ист.
7273	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1749	Неорганизованный ист.

Резерв

Подп. и дата

Изм. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

59

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7274	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1749	Неорганизованный ист.
7275	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 465	Неорганизованный ист.
7276	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 465	Неорганизованный ист.
7277	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1242н	Неорганизованный ист.
7278	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1242н	Неорганизованный ист.
7279	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 420А	Неорганизованный ист.
7280	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 420А	Неорганизованный ист.
7281	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1079	Неорганизованный ист.
7282	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1079	Неорганизованный ист.
7283	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 429А	Неорганизованный ист.
7284	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 429А	Неорганизованный ист.
7285	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1670А	Неорганизованный ист.
7286	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1670А	Неорганизованный ист.
7287	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1748	Неорганизованный ист.
7288	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1748	Неорганизованный ист.
7289	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1750	Неорганизованный ист.
7290	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1750	Неорганизованный ист.
7291	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 584А	Неорганизованный ист.
7292	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 584А	Неорганизованный ист.
7293	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 809А	Неорганизованный ист.
7294	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 809А	Неорганизованный ист.
7295	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 569	Неорганизованный ист.
7296	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 569	Неорганизованный ист.
7297	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1747	Неорганизованный ист.

Рези. или №

Подп. и дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

60

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7298	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1747	Неорганизованный ист.
7299	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1751	Неорганизованный ист.
7300	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1751	Неорганизованный ист.
7301	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1752	Неорганизованный ист.
7302	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1752	Неорганизованный ист.
7303	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 511	Неорганизованный ист.
7304	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 511 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7305	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 562	Неорганизованный ист.
7306	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 562 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7307	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 510	Неорганизованный ист.
7308	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 510 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7309	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 564	Неорганизованный ист.
7310	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 564 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7311	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 571	Неорганизованный ист.
7312	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 571	Неорганизованный ист.
7313	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1007	Неорганизованный ист.
7314	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1007	Неорганизованный ист.
7315	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1203	Неорганизованный ист.
7316	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1203 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7317	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1014	Неорганизованный ист.
7318	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1014 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7319	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1211	Неорганизованный ист.
7320	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1211	Неорганизованный ист.
7321	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 572Н	Неорганизованный ист.

Рези. ште. №

Подп. и. дата

Изм. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

61

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7322	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 572Н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7323	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 463н	Неорганизованный ист.
7324	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 463н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7325	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1635н	Неорганизованный ист.
7326	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1635н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7327	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 573	Неорганизованный ист.
7328	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 573	Неорганизованный ист.
7329	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1019	Неорганизованный ист.
7330	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1019	Неорганизованный ист.
7331	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 581	Неорганизованный ист.
7332	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 581	Неорганизованный ист.
7333	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 575	Неорганизованный ист.
7334	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 575	Неорганизованный ист.
7335	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 576	Неорганизованный ист.
7336	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 576	Неорганизованный ист.
7337	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1578	Неорганизованный ист.
7338	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1578	Неорганизованный ист.
7339	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1231	Неорганизованный ист.
7340	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1231	Неорганизованный ист.
7341	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1024	Неорганизованный ист.
7342	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1024	Неорганизованный ист.
7343	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 589	Неорганизованный ист.
7344	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 589 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7345	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 437	Неорганизованный ист.

Рези. или №

Подп. и дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

62

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7346	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 437	Неорганизованный ист.
7347	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1502 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7348	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1502	Неорганизованный ист.
7349	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1620	Неорганизованный ист.
7350	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1620 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7351	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1025	Неорганизованный ист.
7352	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1025	Неорганизованный ист.
7353	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1717	Неорганизованный ист.
7354	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1717	Неорганизованный ист.
7355	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1044	Неорганизованный ист.
7356	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1044	Неорганизованный ист.
7357	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1222	Неорганизованный ист.
7358	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1222	Неорганизованный ист.
7359	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1721Н	Неорганизованный ист.
7360	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1721Н	Неорганизованный ист.
7361	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1586	Неорганизованный ист.
7362	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1586	Неорганизованный ист.
7363	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1647	Неорганизованный ист.
7364	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1647	Неорганизованный ист.
7365	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 554	Неорганизованный ист.
7366	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 554	Неорганизованный ист.
7367	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 459н	Неорганизованный ист.
7368	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 459н	Неорганизованный ист.
7369	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 478	Неорганизованный ист.

Рези. ште. №

Подп. и. дата

Изм. № подл.

0261-01-00-ОВОС

Лист

63

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7370	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 478	Неорганизованный ист.
7371	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1230	Неорганизованный ист.
7372	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1230	Неорганизованный ист.
7373	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1037	Неорганизованный ист.
7374	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1037	Неорганизованный ист.
7375	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1694н	Неорганизованный ист.
7376	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1694н	Неорганизованный ист.
7377	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1214	Неорганизованный ист.
7378	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1214	Неорганизованный ист.
7379	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1599н	Неорганизованный ист.
7380	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1599н	Неорганизованный ист.
7381	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 499н	Неорганизованный ист.
7382	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 499н	Неорганизованный ист.
7383	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 499Ан	Неорганизованный ист.
7384	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 499Ан	Неорганизованный ист.
7385	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-10А	Неорганизованный ист.
7386	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-13Б	Неорганизованный ист.
7387	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7388	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-18А	Неорганизованный ист.
7389	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-20А	Неорганизованный ист.
7390	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-37	Неорганизованный ист.
7391	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-39	Неорганизованный ист.
7392	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-40	Неорганизованный ист.
7393	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-41	Неорганизованный ист.

Рези. ште. №

Подп. и. дата

Име. № подл.

0261-01-00-ОВОС

Лист

64

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7394	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-42	Неорганизованный ист.
7395	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-43	Неорганизованный ист.
7396	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-47	Неорганизованный ист.
7397	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-49	Неорганизованный ист.
7398	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-50	Неорганизованный ист.
7399	постоянный неорганизованный	Узлы подключения АДПМ	Неорганизованный ист.
7400	постоянный неорганизованный	Оборудование ДНС-2 (УЗ №3)	Неорганизованный ист.
7401	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №5 в районе скв. №1625	Неорганизованный ист.
7402	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №6 в районе АГЗУ- 13	Неорганизованный ист.
7403	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №7 в районе скв. №1625	Неорганизованный ист.
7404	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №8 в районе АГЗУ- 13	Неорганизованный ист.
7405	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №9 в районе АГЗУ- 18А	Неорганизованный ист.
7406	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №10 в районе АГЗУ-41	Неорганизованный ист.
7407	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №13 в районе существующего стеклопластикового трубопровода в районе УПН	Неорганизованный ист.
7408	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №16 в районе АГЗУ-27А	Неорганизованный ист.
7409	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №18 после водного перехода через реку Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7410	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №19 перед водным переходом через реку Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7411	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №22 в районе АГЗУ-14	Неорганизованный ист.
7412	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №22(а) в районе АГЗУ-14	Неорганизованный ист.
7413	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №23	Неорганизованный ист.
7414	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №24 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7415	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №25	Неорганизованный ист.

Резин. штамп

Подп. и дата

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

65

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7416	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №30 в районе развилки дороги на АГЗУ-30	Неорганизованный ист.
7417	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №32 в районе скв.1650	Неорганизованный ист.
7418	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №45 (А)	Неорганизованный ист.
7419	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №46 (А)	Неорганизованный ист.
7420	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №47(А)	Неорганизованный ист.
7421	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №47	Неорганизованный ист.
7422	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №48(Б)	Неорганизованный ист.
7423	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №52	Неорганизованный ист.
7424	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №53	Неорганизованный ист.
7425	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №71 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе скв.1650	Неорганизованный ист.
7426	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №72 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-12А	Неорганизованный ист.
7427	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №73 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7428	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №74 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-14,47	Неорганизованный ист.
7429	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №75 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе перед переходом через р. Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7430	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №76 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе после перехода через р. Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7431	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №77 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе после перехода через ручей б/н	Неорганизованный ист.
7432	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №78 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-27А	Неорганизованный ист.
7433	постоянный неорганизованный	Камера пуска ОУ на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН	Неорганизованный ист.
7434	постоянный неорганизованный	Камера приема ОУ на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН	Неорганизованный ист.
7435	постоянный неорганизованный	Камера пуска ОУ на нефтепроводе УЗ-35-УПН	Неорганизованный ист.
7436	постоянный неорганизованный	Камера приема ОУ на нефтепроводе УЗ-35-УПН	Неорганизованный ист.

Рези. или №

Подп. и дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

66

Настоящим проектом выбран для реализации альтернативный «Вариант № 2», как наиболее экономически выгодный и экологически эффективный вариант с наименьшими затратами для его реализации.

2.3.2 Описание хозяйственной деятельности как объекта образования отходов производства и потребления при альтернативном «Варианте № 2»

Отличие хозяйственной деятельности, реализуемой по «Варианту № 2» от «Варианта № 1» заключается в объемах отходов производства и потребления, образующихся на этапе эксплуатации проектируемых объектов.

На этапе эксплуатации проектируемого объекта по «Варианту №2»:

- отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код 7 21 800 01 39 4);
- шлам очистки емкости и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код 9 11 200 02 39 3).

В случае возникновения аварийной ситуации (разгерметизация нефтепровода), вероятно образование следующих отходов:

- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (код ФККО 9 31 100 01 39 3);
- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту №2» при безаварийном режиме:

	т/год
Отходы III класса опасности	2,4928
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	6,0728

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту №2» с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/год
Отходы III класса опасности	1432,9628
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	1436,5428

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

67

3 ОПИСАНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРАЯ МОЖЕТ БЫТЬ ЗАТРОНУТА ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ (ПО АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТАМ)

3.1 Физико-географические условия

В географическом плане территория намечаемой деятельности расположена на северо-западе Оренбургской области, приурочена к бассейну реки Сок.

Для оценки состояния воздушного бассейна в районе предполагаемого строительства определяются климатические характеристики территории, уровень существующего загрязнения атмосферы взвешенными и химическими веществами.

Байтуганское месторождение расположено в трех административных районах: Северном районе Оренбургской области, в Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области.

По геоморфологическому районированию Байтуганское нефтяное месторождение относится к Восточно-Европейской равнине и равнинам Предуралья. В орографическом отношении район работ относится к Бугульминско-Белебеевскому возвышенно-равнинному округу, к Верхнесокско-Большекинельскому возвышенно-равнинному району (провинция лесостепного Высокого Заволжья), и представляет собой систему увалов, образующих главные водоразделы Волги и Урала.

Рельеф Бугульминско-Белебеевской возвышенности характеризуется пластово-ярусной структурой с останцами поверхности выравнивания.

На участке работ выделяется один генетический тип рельефа - денудационная равнина олигоцен-миоценового возраста.

Сведения о участке предполагаемого строительства

Рельеф рассматриваемой территории пластово-ярусный с останцами поверхностного выравнивания, всхолмленный, характеризуется значительными перепадами высот около 150м. Абсолютные отметки поверхности рельефа изменяются от 149,10 до 335,70 м. Относительное превышение 186,6м.

Изучаемая территория расположена в междуречье рек Байтуган и Окана и Кармалка и Окана, а так же на склонах и надпойменных террасах разного порядка реки Окана. Реки принадлежат бассейну реки Сок.

3.2 Природно-климатические условия

При описании климатических условий использовались данные многолетних наблюдений метеостанций «Клявлино» и «Бугуруслан» и СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология».

Описываемая территория находится в степной зоне умеренного пояса и характеризуется ярко выраженной континентальностью климата, которая проявляется в резких температурных колебаниях зимы и лета, дня и ночи, в большой испаряемости и сухости воздуха, в неравномерности выпадения осадков по сезонам и отдельным годам; дефицитом атмосферных осадков, сухостью воздуха, быстрой сменой времен года. Большую часть года удерживается антициклональный тип погоды, зимой связанный с Сибирским антициклоном, а летом с Казахстанским барическим максимумом.

Для района характерна относительная неустойчивость приземного слоя атмосферы, но также отмечаются и опасные метеорологические явления: метели, туманы, грозы, пыльные бури, гололед и град.

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							68

Для характеристики климатических условий районов проведения изысканий использованы следующие материалы:

- Климатическая характеристика по данным многолетних наблюдений метеостанции Клявлино (письмо №09-07-07/66 от 27.03.2020 г., ФГБУ «Приволжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» (ФГБУ «Приволжское УГМС»), Приложение Г.

Высота слоя перемешивания (ВСП) принята по г. Самара, равной 1,16 км.

По климатическому районированию для строительства, изучаемая территория относится к району IIIа.

По агроклиматическим ресурсам рассматриваемая территория относится к I зоне увлажнения – незначительно засушливая (гидротермический коэффициент 0,8); с точки зрения теплообеспеченности – теплая зона.

1. Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С (1935-2019 г):

янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	год
-13,1	-12,2	-5,9	4,5	13,1	17,5	19,3	17,5	11,5	3,4	-4,5	-10,1	3,4

2. Среднее месячное и годовое количество осадков, мм (1936-2019 г):

янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	год
45	35	36	36	43	61	65	54	55	64	53	54	601

3. Число дней с осадками $\geq 1,0$ мм (1934-2019 гг.)

янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	год
10	7,6	7,6	6,5	7,2	8,7	8,1	8,1	8,6	10,3	9,5	10,3	103

4. Число дней с туманом (1936-2019 г):

янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	год
4	3	5	4	0,8	0,8	2	2	3	5	9	6	45

5. Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/сек. (1952-2019 гг.):

янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	год
3,6	3,5	3,5	3,4	3,4	2,9	2,7	2,6	2,9	3,4	3,6	3,5	3,3

6. Повторяемость скорости ветра по градациям (%). Годовая. (1966-2019 гг.):

0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24
22,4	41,6	24,4	8,4	2,3	0,7	0,1	0,04	0,02	0,003	0

7. Повторяемость направлений ветра и штилей (%). Годовая (1966-2019 гг.):

Направление ветра								Штиль
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
9	8	8	15	22	15	12	11	6

8. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5% равна **7 м/сек.**

9. Средняя месячная максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) **-25,1°С;**

10. Температура холодного периода (средняя температура наиболее холодной части отопительного периода) – **минус 17,7 °С;**

Результаты

Подпись

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

69

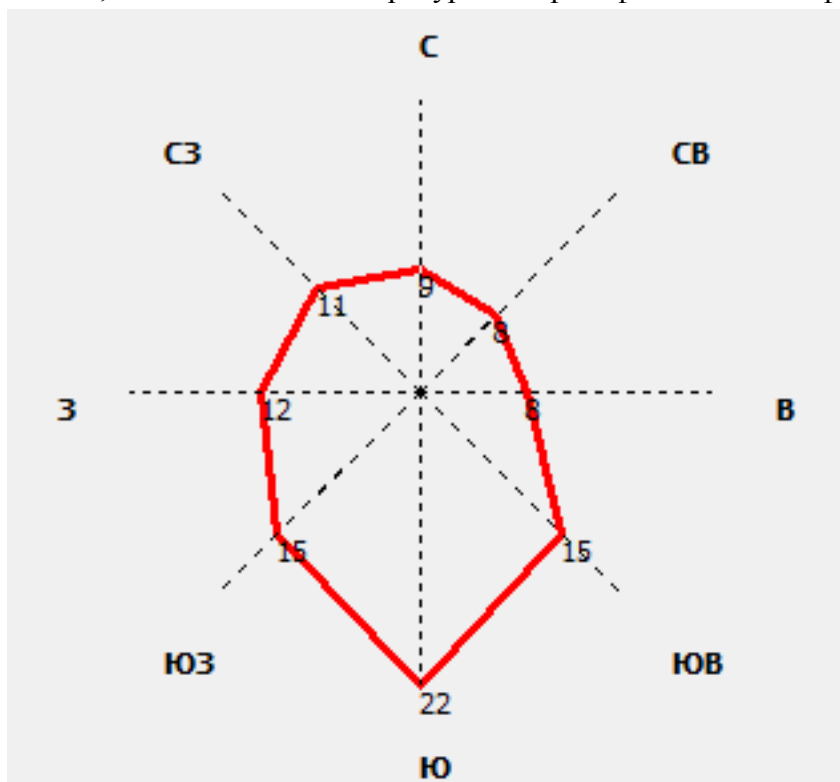


Рис.3.2.1 – Роза ветров

При проектировании принимаются следующие нормативные характеристики:

Изучаемая территория, согласно СП 20.13330.2016, относится:

По весу снежного покрова - к IV зоне (2,0 кПа).

По давлению ветра - к II зоне (0,30 кПа).

По толщине стенки гололеда – ко III зоне (10 мм).

Климатологические характеристики района проектируемых работ, оказывающее прямое воздействие на состояние атмосферного воздуха, позволяют сделать вывод о достаточно интенсивной самоочищающей способности воздуха по степени разбавления, выноса, увлажнения и разложения загрязняющих веществ.

3.3 Характеристика существующего уровня загрязнения атмосферного воздуха

Постоянные наблюдения за загрязнением атмосферы на территории Байтуганского нефтяного месторождения органами природоохранного и санитарно-эпидемиологического надзора, госкомгидромета не проводятся, однако проводились разовые замеры по договорам со специализированными лицензированными организациями.

Данные об ориентировочных фоновых концентрациях в соответствии с письмами:

- Федерального Государственного бюджетного учреждения «Приволжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» №10-02-03/447 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/448 от 04.03.2022 г. по населённому пункту Новое Усманово Камышлинского района Самарской области, №10-02-03/445 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/446 от 04.03.2022 г. по н.п. Березовая Поляна Клявлинский район Самарская области приведены в таблице 3.3.1 (Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1). Выданный ориентировочный фон действителен до марта 2025 года (включительно).

Резюме №	нефтяного месторождения органами природоохранного и санитарно-эпидемиологического надзора, госкомгидромета не проводятся, однако проводились разовые замеры по договорам со специализированными лицензированными организациями. Данные об ориентировочных фоновых концентрациях в соответствии с письмами: - Федерального Государственного бюджетного учреждения «Приволжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» №10-02-03/447 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/448 от 04.03.2022 г. по населённому пункту Новое Усманово Камышлинского района Самарской области, №10-02-03/445 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/446 от 04.03.2022 г. по н.п. Березовая Поляна Клявлинский район Самарская области приведены в таблице 3.3.1 (Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1). Выданный ориентировочный фон действителен до марта 2025 года (включительно).						
Подпись и дата							
Имя, № документа							
						0261-01-00-ОВОС	Лист
							70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Оценка состояния атмосферного воздуха района проектируемых работ проведена в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Как видно из таблицы, современное санитарно-гигиеническое состояние воздушного бассейна на рассматриваемой территории не вызывает опасений (ни по одному ингредиенту концентрации не превышают ПДК).

Таблица 3.3.1- Фоновые концентрации загрязняющих веществ в районе проектируемых работ

Загрязняющие вещества	ПДКм. р (СанПиН 1.2.3685-21), мг/м3	ПДКс.с/с.г (СанПиН 1.2.3685-21), мг/м3	Класс опасности	Значение концентраций, мг/м3 (долей ПДК)			
				н.п. Березовая Поляна Клявлинский район Самарская область		н.п. Новое Усманово Камашлинский район Самарская область	
				м.р.	с.г.	м.р.	с.г.
Сера диоксид (0330)	0,5	0,05/0	3	0,004 (0,008)	0,004 (0,08)	0,003 (0,006)	0,003 (0,06)
Углерода оксид (0337)	5	3/3	4	0,8 (0,16)	0,7 (0,23)	0,8 (0,16)	0,7 (0,23)
Азота диоксид (0301)	0,2	0,1/0,04	3	0,020 (0,1)	0,012 (0,3)	0,022 (0,11)	0,012 (0,3)
Азот монооксид (0304)	0,4	0/0,06	3	0,011 (0,03)	0,004 (0,066)	0,012 (0,03)	0,004 (0,066)
Дигидросульфид (0333)	0,008	0/0,002	2	0,001 (0,125)	0,001 (0,5)	0,001 (0,125)	0,001 (0,5)
Углерод (0328)	0,15	0,05/0,025	3	0,01 (0,07)	0,001 (0,04)	0,01 (0,07)	0,004 (0,16)
Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12 (0415)	200		4	2,1 (0,011)		2,0 (0,01)	
Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22 (0416)	50		3	0,2 (0,004)		0,2 (0,004)	
Бенз(а)пирен (0703)		0,000001	1		0,0000007 (0,7)		0,0000007 (0,7)

По результатам наблюдений превышения ПДК ни по одному из ингредиентов не отмечено. Концентрации загрязняющих веществ ниже установленных нормативов.

Таким образом, деятельность, связанная с разработкой Байтуганского нефтяного месторождения не привела к ухудшению санитарно-гигиенического состояния воздушного бассейна.

На территории Байтуганского месторождения существует система ведомственного контроля состояния атмосферного воздуха. Отбор и анализ проб атмосферного воздуха в 2019-2021 году осуществляется сотрудниками гидрохимической лаборатории ООО «Центр

Результаты

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

71

мониторинга водной и геологической среды» (Аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.511096 выдан 06 мая 2015 г.) один раз в год.

На основании оценки состояния атмосферного воздуха можно сделать вывод:

- **исследуемая территория по фоновому уровню загрязнения атмосферы соответствует санитарно-гигиеническим нормативам;**
- **по исследуемым показателям содержание вредных примесей в исследуемых пробах атмосферного воздуха не превышает ПДК в атмосферном воздухе населенных мест (в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»);**
- **современное санитарно-гигиеническое состояние воздушного бассейна на рассматриваемой территории не вызывает опасений.**

Точки исследования атмосферного воздуха представлены на ситуационном плане в графическом приложении.

Оценка современного состояния атмосферного воздуха на территории намечаемой деятельности, способности аккумуляции загрязняющих веществ в атмосфере и выносу их определена по данным «Временных методических указаний» и СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» и включает в себя анализ показателей самоочищающей способности атмосферы и показателей загрязненности воздушного бассейна (санитарно-гигиеническое состояние).

В соответствии с действующими нормативно-методическими документами состояние атмосферного воздуха в районах строительства может оцениваться как по устойчивости ландшафта к техногенным воздействиям через воздушный бассейн, так и по градициям состояния воздушного бассейна на основе сравнения реальных концентраций с санитарно-гигиеническими нормами. При этом в качестве критерия оценки устойчивости ландшафтов к техногенным воздействиям через воздушный бассейн служат следующие показатели:

- аккумуляция загрязняющих примесей (характеристика инверсий, штилей, туманов);
- разложение загрязняющих веществ в атмосфере, зависящее от общей и ультрафиолетовой радиации, температурного режима, числа дней с грозами;
- вынос загрязняющих веществ (ветровой режим);
- разбавление загрязняющих веществ за счет воспроизводства кислорода (% относительной лесистости).

По биологической продуктивности, адсорбирующей и фитоцидной способности леса, территория в отношении атмосферного воздуха оценивается как ограниченно благоприятная.

По метеопотенциалу (ПЗА), связанному с количеством инверсий, способности воздушного бассейна к очищению от загрязнителей за счет их разложения, район относится к III зоне континентальности, в связи с чем состояние территории оценивается как ограниченно-благоприятное. Ввиду того, что район находится на территории с достаточным увлажнением, способность атмосферы к самоочищению за счет вымывания загрязнителей осадками оценивается как ограниченно-благоприятная. Состояние воздуха по наличию фоновых загрязнителей атмосферы является ограниченно-благоприятным, поскольку рассматриваемая территория относится к площадям с умеренной техногенной нагрузкой.

3.4 Геологические условия

В геологическом строении района Байтуганского месторождения, расположенного на юго-востоке Русской платформы, принимают участие породы кристаллического фундамента – архейского и протерозойского возраста, осадочные образования девонской, каменноугольной и пермской систем, а также четвертичные отложения.

Резонанс №	
Подм. и. д. д. д. д. д.	
Изм. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

72

Осадочные образования залегают на сложно дислоцированной и сильно выветрелой поверхности кристаллического фундамента, который представлен сильно метаморфизованным комплексом пород, состоящим из гранитов, гранитогнейсов, парагнейсов и гнейсов. Глубина залегания отложений кристаллического фундамента по данным лаборатории стратиграфии и литологии ОАО «ОренбургНИПИнефть» изменяется от 1895 м (скважина № 63) до 2269 м (скважина № 2).

Осадочный комплекс сложен слабо дислоцированными толщами верхнего протерозоя, палеозоя и кайнозоя, сформировавшимися в условиях платформенной стадии развития. Описание снизу вверх стратиграфии и литолого-фациальных особенностей геологического разреза приведено согласно легенде Средневожской серии, утвержденной 30 июня 1999 года и уточненной в соответствии со Стратиграфическим кодексом России (издание третье), 2006 г., с использованием результатов геологической съемки масштаба 1:200000 листа N-39-XVII, материалов из фондов ООО «БайТекс» и др.

Отложения рифей-вендского комплекса составляют порядка от 10 до 180 м.

Девонская система представлена верхним и средним отделами. В составе среднего отдела выделяются эйфельский и живетский ярусы. В составе верхнего отдела - франский и фаменский ярусы.

Каменноугольная система представлена нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает в себя турнейский, визейский и серпуховский ярусы. Средний отдел представлен башкирским и московским ярусами.

Пермская система представлена нижним и верхним отделами. Нижний отдел характеризуется присутствием в разрезе ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов. Отложения Верхнего отдела залегают на размытой поверхности пород нижней перми. В пределах рассматриваемого района в верхнем отделе выделены уфимский, казанский и татарский ярусы.

В генетическом отношении в пределах рассматриваемого района четвертичные отложения подразделяются на аллювиальные, делювиальные, элювиальные, в возрастном – верхнечетвертичные и современные. Делювиальные, элювиальные отложения имеют толщину до 5 м. Толщина аллювиальных верхнечетвертичных и современных отложений составляет порядка менее 10 м.

Аллювиальные верхнечетвертичные отложения слагают I надпойменную террасу реки Сок и представлены суглинками, глинами, мелкозернистыми глинистыми песками. Толщина отложений 10-12 м.

Современные аллювиальные отложения приурочены к долине реки Сок и ее притокам. Представлены отложения глинами, супесями, галечниками, иногда с тонкими прослоями и линзами плохо сортированных разнозернистых песков. Толщина отложений до 10,5 м.

Геологическое строение участка работ

Раздел составлен на основе данных Технического отчета по выполненным инженерно-геологическим изысканиям (0261-01-ИГИ, 2020 г).

При оценке инженерно-геологических условий изучаемой территории наибольшее значение имеют отложения палеозойской и кайнозойской группы.

Палеозойские отложения на исследуемой территории представлены верхнепермской системой, литологически сложены песчаниками, известняками и аргиллитами.

Из отложений кайнозойской группы развиты породы четвертичной системы.

Отложения четвертичной системы распространены довольно широко и представлены делювиальными отложениями суглинков.

В результате проведенных исследований на данном участке по материалам полевого описания грунтов, лабораторных исследований на глубину 0,0 до 15,0 м выделено восемь инженерно-геологических элемента (ИГЭ) и 2 слоя:

Почвенно-растительный слой eQIV;

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
инженерно-геологическим изысканиям (0261-01-ИГИ, 2020 г). При оценке инженерно-геологических условий изучаемой территории наибольшее значение имеют отложения палеозойской и кайнозойской группы. Палеозойские отложения на исследуемой территории представлены верхнепермской системой, литологически сложены песчаниками, известняками и аргиллитами. Из отложений кайнозойской группы развиты породы четвертичной системы. Отложения четвертичной системы распространены довольно широко и представлены делювиальными отложениями суглинков. В результате проведенных исследований на данном участке по материалам полевого описания грунтов, лабораторных исследований на глубину 0,0 до 15,0 м выделено восемь инженерно-геологических элемента (ИГЭ) и 2 слоя: Почвенно-растительный слой eQIV;							

Насыпной слой tQIV;
 ИГЭ-2 - суглинок полутвердый dQ;
 ИГЭ-2а - суглинок полутвердый aQ;
 ИГЭ-3 - суглинок тугопластичный dQ;
 ИГЭ-4 – суглинок мягкопластичный dQ;
 ИГЭ-4а – суглинок мягкопластичный aQ;
 ИГЭ-6 – песчаник низкой прочности eP2t;
 ИГЭ-7 - аргиллит пониженной прочности eP2t;
 ИГЭ-8 - известняк средней прочности eP2t.

Почвенно-растительный слой распространен повсеместно на всей территории участка. Кровля элемента вскрыта на глубине 0,2 м., подошва 0,8м.

Насыпной слой распространен на площадках существующих скважин и представлен смесью суглинка и строительного мусора. Кровля элемента вскрыта на глубине 0,2 м., подошва 0,7м.

В связи с неоднородностью литологического состава, неравномерной плотностью и наличием органических включений, данные грунты не рекомендуются в качестве основания фундамента проектируемых зданий.

Инженерно-геологический элемент № 2 представлен суглинком делювиальным светло-коричневым полутвердым макропористым с прослоями песчаников, известняков и аргиллитов (до 6см). Вскрыт на водоразделах рек Кармалка и Окана, Байтуган и Окана геологическими скважинами №№1-6,16-28,32,36-40,40а,47-63,83-87,92-94,101-116,120-121,128-130,139-141,162а,173-176,179-181,187-189,193-194,196-197,199-200, 209,213-216,218, 222-224, 226, 228, 230, 236-238, 248-252, 257-259, 264-270, 273-274,275-279,281а, 282,287, 292-294, 297-300,309-317,325-328,331-345,349-350,355,360а,362,363.

Кровля элемента вскрыта на глубине 0.2 м, подошва 7.0 м от поверхности земли. Мощность изменяется от 0.50-6.8 метра. Грунты слабопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.013$, согласно ГОСТ 25100-2020.

Инженерно-геологический элемент № 2а представлен суглинком непросадочным аллювиальным коричневым полутвердым карбонатизированным с прослоями песка среднезернистого (до 15см) и известняка. Вскрыт на надпойменной террасе р. Окана геологическими скважинами №13-15,131,132,165-170,172.

Кровля элемента вскрыта на глубине 0.3 м, подошва 7.0 м от поверхности земли. Мощность изменяется от 2,8-6,7 метра. Грунты слабопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.015$, согласно ГОСТ 25100-2020.

Инженерно-геологический элемент № 3 представлен суглинком непросадочным делювиальным, светло-коричневым, тугопластичным с прослоями песчаника. Вскрыт на водоразделе рек Кармалка и Окана, Байтуган и Окана геологическими скважинами №№8-12,56-57,58,110-112,162-164,193-194,200-201,266-267,281а,305-308,312-315,353.

Кровля элемента вскрыта на глубине 0.3 м, подошва 7.0 м от поверхности земли. Мощность изменяется от 1,1-6.7 метра. Грунты слабопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.018$, согласно ГОСТ 25100-2020.

Инженерно-геологический элемент № 4 представлен суглинком делювиальным, светло-коричневого цвета, мягкопластичным с прослоями песка коричневого. Вскрыт на водоразделах рек Байтуган и Окана геологическими скважинами №№56-57,58,162-164,266-267,281а,346-348,351-353,356-358.

Кровля элемента вскрыта на глубине 5.4 м, подошва 7.0 м от поверхности земли. Мощность изменяется от 1.20-1.60 метра. Грунты среднепучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.070$, согласно ГОСТ 25100-2020.

Результат	Кровля элемента вскрыта на глубине 0.3 м, подошва 7.0 м от поверхности земли. Мощность изменяется от 1,1-6.7 метра. Грунты слабопучинистые с относительной деформацией пучения $\epsilon_{fh}=0.018$, согласно ГОСТ 25100-2020.							
	Инженерно-геологический элемент № 4 представлен суглинком делювиальным, светло-коричневого цвета, мягкопластичным с прослоями песка коричневого. Вскрыт на водоразделах рек Байтуган и Окана геологическими скважинами №№56-57,58,162-164,266-267,281а,346-348,351-353,356-358.							
Подп. и дата	Кровля элемента вскрыта на глубине 5.4 м, подошва 7.0 м от поверхности земли. Мощность изменяется от 1.20-1.60 метра. Грунты среднепучинистые с относительной деформацией пучения $\epsilon_{fh}=0.070$, согласно ГОСТ 25100-2020.							
Изм. №							0261-01-00-ОВОС	Лист
								74
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Инженерно-геологический элемент № 4а представлен суглинком аллювиальными светло-коричневого цвета мягкопластичным с прослоями песка (до 10см). Вскрыт на переходах через р. Мокрый Якшигул и ручей б/н геологическими скважинами №№171,172,198

Кровля элемента вскрыта на глубине 0.0 м, подошва 3,5 м от поверхности земли. Мощность изменяется от 1,7-3,5 метра.

Грунты сильнопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.075$, согласно ГОСТ 25100-2020.

Специфические грунты

На участке изысканий выявлены специфические элювиальные грунты, представленные ИГЭ 6, 7 и 8.

Инженерно-геологический элемент № 6 представлен песчаником серого цвета, слабосцементированным, низкой прочности, средней плотности, с прослоями аргиллита. Вскрыт на водоразделах рек Кармалка и Окана, Байтуган и Окана.

Кровля элемента вскрыта на глубине от 0.30 м., подошва 7.0 м. от поверхности земли. Мощность изменяется от 0.3-3.90 метра.

Частные, нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов, определенных по результатам лабораторных исследований, приведены в текст. прил. Ж.

Коэффициент размягчаемости в воде равняется 0.60. В соответствии с ГОСТ 25100-2020 грунт размягчаемый. Коэффициент выветрелости равен 0.76. В соответствии с ГОСТ 25100-2020 грунт сильновыветрелый.

По результатам испытаний на одноосное сжатие предел прочности в сухом состоянии изменяется от 2.5 до 5.8 МПа, в замоченном состоянии от 1.9 до 2.9 МПа.

Нормативное значение предела прочности на одноосное сжатие в сухом состоянии составляет 3.8 МПа, в замоченном состоянии 2.3 МПа.

Инженерно-геологический элемент № 7 представлен аргиллитом серым, пониженной прочности, средней плотности. Вскрыт на водоразделах рек Кармалка и Окана, Байтуган и Окана.

Кровля элемента вскрыта на глубине от 0.3 м., подошва 7.0 м. от поверхности земли. Мощность изменяется от 0.5-5.3 метра.

Частные, нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов, определенных по результатам лабораторных исследований, приведены в текст. прил. Ж.

Коэффициент размягчаемости в воде равняется 0.58. В соответствии с ГОСТ 25100-2020 грунт размягчаемый. Коэффициент выветрелости равен 0.74. В соответствии с ГОСТ 25100-2020 грунт сильновыветрелый.

По результатам испытаний на одноосное сжатие предел прочности в сухом состоянии изменяется от 5.8 до 9.9 МПа, в замоченном состоянии от 3.1 до 4.8 МПа.

Нормативное значение предела прочности на одноосное сжатие в сухом состоянии составляет 7.4 МПа, в замоченном состоянии 4.2 МПа.

Инженерно-геологический элемент № 8 представлен известняком светло-серым, серым, средней прочности, средней плотности. Вскрыт на водоразделах рек Кармалка и Окана, Байтуган и Окана, в местах переходов через р. Мокрый Якшигул и ручей б/н.

Кровля элемента вскрыта на глубине от 0.30 м., подошва 7.0 м. от поверхности земли. Мощность изменяется от 0.50 до 6.70 метра.

Частные, нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов, определенных по результатам лабораторных исследований, приведены в текст. прил. Ж.

Изм. №	Подп. и дата	Рез. ил. №	Нормативное значение предела прочности на одноосное сжатие в сухом состоянии составляет 7.4 МПа, в замоченном состоянии 4.2 МПа. Инженерно-геологический элемент № 8 представлен известняком светло-серым, серым, средней прочности, средней плотности. Вскрыт на водоразделах рек Кармалка и Окана, Байтуган и Окана, в местах переходов через р. Мокрый Якшигул и ручей б/н. Кровля элемента вскрыта на глубине от 0.30 м., подошва 7.0 м. от поверхности земли. Мощность изменяется от 0.50 до 6.70 метра. Частные, нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов, определенных по результатам лабораторных исследований, приведены в текст. прил. Ж.					
						0261-01-00-ОВОС		Лист
								75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Коэффициент размягчаемости в воде равняется 0.68. В соответствии с ГОСТ 25100-2020 грунт размягчаемый. Коэффициент выветрелости равен 0.74. В соответствии с ГОСТ 25100-2020 грунт сильновыветрелый.

По результатам испытаний на одноосное сжатие предел прочности в сухом состоянии изменяется от 27.8 до 40.6 МПа, в замоченном состоянии от 15.2 до 30.7 МПа.

Нормативное значение предела прочности на одноосное сжатие в сухом состоянии составляет 33.7 МПа, в замоченном состоянии 23.1 МПа.

Грунтовые воды на момент проведения изысканий – октябрь 2020 года до глубины 15.0 вскрыты скважинами № 171, 172, 198 на глубинах 0.0 и 0.9 м соответственно.

Воды порово-пластовые, безнапорные. Водовмещающими породами являются суглинки мягкопластичные.

В весенний паводковый период и в период осенних затяжных дождей возможно появление подземных вод в понижениях рельефа – оврагах, лощинах на глубине 4-5м от поверхности земли.

Инженерно-геологическая характеристика площадок и трасс

Трасса сборного нефтепровода от ДНС-2 до УПН проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Трасса сборного нефтепровода от АГЗУ-11 до УПН проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Трасса сборного нефтепровода от АГЗУ-22 до ДНС-2 проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Площадки куста скважин №№590, 565, 1004 и проект. АГЗУ-40 проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Площадка куста скважин №№1738А, 512н проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Площадки скважины №1749н и проект. АГЗУ-10А проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Площадка куста скважин №№420А, 1079 проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Площадки куста скважин №№429А, 570н, 1043 и проект.АГЗУ-14А проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Рез. ил. №	междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.						
	Площадка куста скважин №№420А, 1079 проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.						
Подп. и дата	Площадки куста скважин №№429А, 570н, 1043 и проект.АГЗУ-14А проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6. ИГЭ 4 и 6 вскрыт всеми скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.						
Изм. №							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							76

Описание переходов через водные преграды

Трасса нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ22 (пр.) до ДНС-2 через ручей б/н, в районе инженерно-геологических скважин №129аф. В геологическом строении перехода до 10,0м принимают участие ПРС и ИГЭ 4а, 7. Грунтовые воды до глубины 10.0 м не вскрыты инженерно-геологическими скважинами.

Трасса нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ11 (сущ.) до УПН через ручей б/н, в районе инженерно-геологических скважин №171. В геологическом строении перехода до 15,0м принимают участие ПРС и ИГЭ 4а, 8. Грунтовые воды до глубины 10.0 м не вскрыты инженерно-геологическими скважинами. Основанием проектируемых сооружений служит ИГЭ-4а.

Трасса нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 (сущ.) до УПН через ручей б/н, в районе инженерно-геологических скважин №171. В геологическом строении перехода до 15,0м принимают участие ПРС и ИГЭ 4а, 8. Грунтовые воды до глубины 15.0 м не вскрыты инженерно-геологическими скважинами. Основанием проектируемых сооружений служит ИГЭ-4а,8.

Трасса нефтепровода от УЗ№5 (пр.) до УПН через р.Мокрый Якшигул, в районе инженерно-геологических скважин №№198,132ф. В геологическом строении перехода принимают участие ПРС и ИГЭ 4а, 2, 8. Грунтовые воды до глубины 15.0 м вскрыты инженерно-геологической скважиной №198, на глубинах 0,00 м от поверхности земли, что соответствует абсолютным отметкам 146,90м. Сведения о химическом составе приведены в главе 4. Основанием проектируемых сооружений служит ИГЭ-8.

ГВВ 1% обеспеченности – 147,80 м;

ГВВ 5% обеспеченности – 147,30 м;

ГВВ 10% обеспеченности – 146,60 м.

Трасса нефтепровода от АГЗУ-11 (сущ.) до УПН через р.Мокрый Якшигул, в районе инженерно-геологических скважин №172. В геологическом строении перехода принимают участие ПРС и ИГЭ 4а, 2а, 8. Грунтовые воды до глубины 7.0 м вскрыты инженерно-геологической скважиной №172, на глубине 2,9м от поверхности земли, что соответствует абсолютным отметкам 181,30м. Сведения о химическом составе приведены в главе 4. Основанием проектируемых сооружений служит ИГЭ-4а.

ГВВ 1% обеспеченности – 181,90 м;

ГВВ 5% обеспеченности – 181,71 м;

ГВВ 10% обеспеченности – 181,61 м.

Трасса нефтепровода от УЗ№35 (сущ.) до УПН через р.Мокрый Якшигул, в районе инженерно-геологических скважин №172. В геологическом строении перехода принимают участие ПРС и ИГЭ 4а, 2а, 8. Грунтовые воды до глубины 7.0 м вскрыты инженерно-геологической скважиной №172, на глубине 2,9м от поверхности земли, что соответствует абсолютным отметкам 181,30м. Сведения о химическом составе приведены в главе 4. Основанием проектируемых сооружений служит ИГЭ-4а.

ГВВ 1% обеспеченности – 181,90 м;

ГВВ 5% обеспеченности – 181,71 м;

ГВВ 10% обеспеченности – 181,61 м.

Описание опасных геологических и инженерно-геологических процессов на участке строительства

Эрозионные процессы

В районе строительства линейные и боковые эрозионные процессы имеют развитие по руслам рек и оврагов.

Морозное пучение

В пределах территории строительства отмечаются деформации морозного пучения. Они фиксируются при сезонном промерзании и оттаивании грунтов. Нормативная глубина

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

80

сезонного промерзания грунта (под оголенной поверхностью), определенная согласно СП 22.13330.2016 и составляет для суглинков и глин 1,38 м, для крупнообломочных грунтов 2,04 м.

Принадлежность грунтов по степени пучинистости была вычислена по параметру R_f согласно СП 22.13330.2016 п 6.8.

Грунты:

ИГЭ-2 слабопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.013$,

ИГЭ-2а слабопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.015$,

ИГЭ-3 слабопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.018$,

ИГЭ-4 среднепучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.070$,

ИГЭ-4а сильнопучинистые с относительной деформацией пучения $\varepsilon_{fh}=0.075$, согласно ГОСТ 25100-2011.

Подтопление

В районе скважин №171, 172, 198, территория относится к подтопленной в естественных условиях I-A.

Геологическая скважина №171 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 0,6 м уровень воды установился на глубине 0,5 м.

Геологическая скважина №172 была заложена выше пересечения трассой нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 3,0 м уровень воды установился на глубине 2,9 м.

Геологическая скважина №198 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН реки Мокрый Якшигул. Участок естественно подтоплен. Уровень вода 0,0м

Остальная часть отнесена к непотопляемой в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин III-A-1.

Сейсмичность

По сейсмическому районированию, согласно СП 14.13330.2018 актуализированная редакция СНиП 11-7-81*, по степени интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий, карте ОСР-2015-А (10%), территория относится к 5 бальной зоне.

Карст

Карстовых проявлений на площадке изысканий и прилегающей территории в рельефе не отмечается. По устойчивости относительно интенсивности образования карстовых провалов территория относится к VI категории (из-за отсутствия растворимых горных пород и благодаря наличию надёжной покрывающей толщи нерастворимых слабопроницаемых пород), согласно СП 11-105-97, часть II.

Согласно отчёту по результатам инженерно-геологических изысканий, по инженерно-геологическим условиям рассматриваемый район относится к числу благоприятных для промышленного и гражданского строительства.

3.5 Гидрогеологические условия. Характеристика существующего уровня загрязнения

3.5.1 Гидрогеологические условия

Территория района Байтуганского нефтяного месторождения по структурно-гидрогеологическому районированию входит в состав Восточно-Бугульминского

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							81

артезианского бассейна III порядка, входящего в состав Камско-Вятского артезианского бассейна II порядка – составной части Восточно-Русского артезианского бассейна I порядка Восточно-Европейской гидрогеологической области платформы.

По схеме районирования поверхностного стока Байтуганское месторождение находится на северо-западе области в пределах водораздела рек Волги и Камы. По районированию подземного стока зоны свободного водообмена месторождение относится к Сокскому бассейну субрегионального стока, входящему в состав Волжского бассейна регионального стока, относящегося к акватории Каспийского бассейна континентального стока подземных вод.

Важным итоговым показателем, характеризующим подземные воды с позиции оценки их современного состояния, является зональность.

Характеризуя район Байтуганского месторождения в отношении вертикальной гидродинамической зональности, можно констатировать следующее. Здесь, как и на других территориях, выделяются три гидродинамические зоны.

Зона активного водообмена распространяется по сравнению с другими районами на значительную глубину до 150 м, охватывая стратиграфический диапазон от татарских до нижнеказанских отложений. Значительное воздействие от процесса нефтедобычи, а также от других типов техногенных систем, таких как водохозяйственный и сельскохозяйственный, испытывает на себе зона активного водообмена, в которой аккумулируется большая часть ресурсов пресных подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения. Формирование их происходит под преобладающим воздействием физико-географических факторов, ведущую роль среди которых играет рельеф, климат, а также литологический состав пород и их ионно-солевой комплекс. В зоне активного водообмена формируются преимущественно пресные воды с минерализацией до 1,0 г/дм³, реже 1-3 г/дм³ с повышенным содержанием сульфатов.

Зона замедленного водообмена охватывает водоносные комплексы уфимских и сакмаро-артинских отложений, имеет мощность до 250 м, прослеживается до глубины порядка 400 м. Вмещающие породы этой зоны отличаются меньшей водообильностью, подземные воды – большей напорностью по сравнению с таковыми зоны активного водообмена. Они содержат сильно солоноватые и соленые воды с минерализацией 3-10 г/дм³ и 10-35 г/дм³ и не представляют практического интереса для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Доминирующее положение в химическом составе занимают сульфатные, сульфатно-хлоридные, хлоридные натриево-кальциевые, магниевые-кальциевые, кальциево-натриевые, натриевые воды.

Зоне весьма замедленного водообмена соответствует преобладающая часть разреза осадочной толщи. Вследствие господствующего влияния физических и геологических факторов: высоких температур, пластовых давлений, обменных процессов и др. в нижней зоне формируются соленые воды и рассолы с минерализацией 35-250 г/дм³. Воды каменноугольных и девонских отложений по химическому составу и минерализации являются хлоридными натриевыми рассолами. Терригенные верхне-среднедевонские отложения насыщены хлоридными кальциево-натриевыми растворами.

При характеристике гидрогеологических условий территории Байтуганского нефтяного месторождения главным образом использованы материалы гидрогеологических съемок и гидрогеологического обоснования режимной сети наблюдательных скважин. Кроме того, при разработке гидрогеологической стратификации и оценке основных гидрогеологических закономерностей были использованы материалы к государственным геологической и гидрогеологической картам масштаба 1:200 000 соседнего листа N-39-XXIII (новая серия). Гидрогеологическое картирование указанного листа было выполнено в соответствии с современными требованиями к гидрогеологической стратификации.

В гидрогеологическом разрезе района месторождения в пределах изученных глубин по литолого-стратиграфическому принципу выделяются водоносные горизонты и комплексы:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							82

- водоносный верхнелепестово-голоценовый аллювиальный горизонт – Q_{III} ;
- безводный проницаемый уржумский горизонт – P_{2ur} ;
- водоносный казанский комплекс – P_{2kz} ;
- водоупорный нижеказанский горизонт (региональный водоупор) – P_{2kz1} ;
- относительно водоносный уфимский горизонт – P_{1u} ;
- водоносный ассельско-артинский горизонт – P_{1a-ar} .

Водоносный верхнелепестово-голоценовый аллювиальный горизонт (Q_{III-H}) приурочен к отложениям поймы и первой надпойменной террасы реки Сок и ее притоков. Мощность четвертичных отложений в долине р. Сок достигает 18 м, а в долинах притоков не превышает 4-5 м. Водовмещающая толща представлена разнородными песками с прослоями и включениями гальки и гравия; супесями, суглинками, глиной песчаной и гравийно-обломочным материалом, особенно характерным для притоков. Мощность водовмещающих пород колеблется от 0,9 до 10,0 м в долине р. Сок до 0,3-3,0 м в долинах ее притоков. В подошве аллювиальный горизонт на отдельных участках подстилается водоупорными «лингуловыми глинами» нижеказанского подъяруса. Глубина залегания кровли водоносного горизонта различна и колеблется от 1,0 до 8,0 м по долине р. Сок, в пределах долин притоков она соответственно меньше.

Воды рассматриваемого горизонта, в основном, безнапорные. На участках, где водосодержащие породы перекрыты глинистой толщей, они обладают слабым местным напором. Высота напора колеблется от 0,1 до 2,0 м, редко больше. Статические уровни фиксируются обычно на глубинах от 0,9 до 8,0 м. Описываемый горизонт слабо водообильный. Дебиты скважин и колодцев составляют 0,03-1,1 л/с, при понижениях соответственно 0,4 и 1,5 м. Величина коэффициента фильтрации изменяется от 0,9 до 3,0 м/сут.

По химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатные магниевые-кальциевые с минерализацией от 0,5 до 1,0 г/дм³. На отдельных участках в пределах поймы в водах колодцев, скважин и родников наблюдается повышенное содержание сульфатов и хлоридов. Наличие повышенного содержания хлоридов, иногда нитратов и нитритов объясняется загрязнением, а сульфатов – выщелачиванием из загипсованных суглинков и глин. По степени жесткости воды относятся к группе умеренно жестких. Пополнение запасов подземных вод аллювиальных отложений происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и частично за счет вод коренных отложений, разгружающихся в долинах рек. Режим их тесно связан с режимом рек. Подземные воды водоносного горизонта в аллювиальных отложениях используются для индивидуального хозяйственно-питьевого водоснабжения в селах.

Безводный проницаемый уржумский горизонт (P_{2ur}). Имеет ограниченное распространение в бассейне реки Сок, занимая наиболее возвышенные участки. Горизонт представлен глинами, алевролитами с линзами и прослоями песчаников и известняков, а также известняками, доломитами, песчаниками, алевролитами. Из-за высокого гипсометрического положения практически на всей территории своего распространения горизонт сдренирован. На отдельных участках низы разреза слабообводнены.

По химическому составу воды, встречающиеся в нем, гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией 0,2-0,5 г/дм³. Питание осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков.

Водоносный казанский комплекс (P_{2kz}). На поверхность казанские отложения выходят на склонах долин рек. Он наиболее широко распространен, кроме небольших участков в долинах рек Сок и Байтуган, где выходят «лингуловые глины». Водовмещающие

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								83

породы представлены трещиноватыми известняками и доломитами, реже песчаниками, мергелями, алевролитами. Мощность водовмещающих пород от 3 до 22 м.

Отложения казанского комплекса разнообразны – сложнослоистая толща, отсюда и различная минерализация, водообильность, напорно-безнапорный режим, условия питания. Воды в верхней части безнапорные, с глубиной благодаря гетерогенности разреза они приобретают напор. Величина напора составляет от 1-3 до 82-100 м. Участками встречаются безнапорные воды. Статические уровни прослеживаются на глубинах от первых метров до 98 м.

Горизонт достаточно водообильный. Средний дебит родников равен 2,0-5,0 л/с, максимальный – 22 л/с. Удельные дебиты скважин и колодцев невелики и изменяются от 1,0 до 0,03 л/с. Коэффициенты фильтрации определённые по данным откачек изменяются в широких пределах от 0,1 до 56 м/сут. Повышенная водообильность отмечается на участках тектонических погружений и на крыльях положительных структур (Бугульминская депрессия, Байтуганское поднятие).

Химический состав вод сложный. В местах их неглубокого залегания отмечаются гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, гидрокарбонатные натриевые воды, часто встречаются сульфатные. Минерализация вод изменяется от 0,3 до 1,47 г/дм³. В зонах погружения водоносного комплекса распространены сульфатные и хлоридные воды с минерализацией от 1,5 до 5,9 г/дм³. Воды умеренно жесткие и очень жесткие. Общая жесткость колеблется от 3,0 до 31,2 мг-экв/дм³, pH – от 6,4 до 8,4 и более.

Водоносный казанский комплекс первое от поверхности гидрогеологическое подразделение. Подстилается комплекс повсеместно «лингуловыми глинами», отделяющими их от залегающих ниже водоносных подразделений, содержащих высоко минерализованные воды.

Благодаря достаточно высокой водообильности водоносного казанского комплекса, близкому залеганию его к дневной поверхности, питьевому качеству вод, он широко используется населением для питьевых и хозяйственных нужд.

Подземные воды водоносного казанского комплекса, эксплуатируемые Ново-Усмановским водозабором пресные, гидрокарбонатные магниевые-кальциевые с сухим остатком от 490 до 751,5 мг/дм³. Содержание в подземных водах гостимулируемых макрокомпонентов по многолетним значениям не превышает ПДК. Микрокомпонентный состав вод по данным химических и спектральных анализов в 1996-1997 гг. периодически имел единичные отклонения в 1,3-1,9 раза от ПДК по никелю, кобальту, висмуту и молибдену. Однако по результатам опробований, проведенных при подсчете запасов в 2003-2004 г.г. подобные отклонения не наблюдались.

Водоупорный нижнеказанский горизонт (P₂kz₁) представлен толщей «лингуловых глин» мощностью от 8 до 35 м. Литологически толща сложена глинами, аргиллитами, алевролитами с редкими маломощными прослоями известняков. Макроскопически «лингуловые глины» – плотные породы серого цвета, тонко горизонтально слоистые. На плоскостях напластований наблюдаются скопления листочков слюд, раковин лингул, растительные остатки. Глины всегда в той или иной степени известковистые.

На поверхности кровля горизонта прослеживается по долине р. Сок и ее притоков на абсолютных отметках 100-140 м. На водораздельных пространствах горизонт вскрывается скважинами на отметках от 15 до 170 м.

Данный водоупорный горизонт является региональным водоупором для вышележащих водоносных подразделений. Он надежно изолирует водоносный казанский комплекс от водоносных подразделений нижней гидрогеодинамической зоны, содержащих соленые воды, и способствует формированию в них напорного режима.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							84

Относительно водоносный уфимский горизонт (P_{1u}) выделен по местной геологической стратификации в пределах шешминской свиты. В составе комплекса выделяется несколько невыдержанных водоносных прослоев. Водовмещающие породы: линзы и прослои песчаников и алевролитов, реже мергелей и известняков мощностью 3-21 м. Залегают они на глубинах 0-150 до 300 м. Обводненность комплекса невелика. Удельные дебиты скважин колеблются от 0,015 до 2,55 л/с. Коэффициенты фильтрации изменяются от 0,2 до 19 м/сут.

Пресные воды встречаются в долине р. Сока, в районе сел Камышла и Русский Байтуган. По химическому составу они гидрокарбонатные кальциевые и сульфатные магниевые с минерализацией от 0,4 до 2,3 г/дм³. Общая жёсткость колеблется в пределах от 6 до 15,1 мг-экв/дм³. С глубиной минерализация подземных вод возрастает до 8-10 г/дм³.

Основной источник питания – атмосферные осадки в местах выхода горизонта на поверхность. Разгрузка горизонта осуществляется в местную эрозионную сеть и смежные гидрогеологические подразделения.

Воды уфимских отложений эксплуатируются совместно с нижнеказанским водоносным комплексом.

Использование подземных вод относительно водоносного уфимского горизонта ограниченное. Это связано с глубоким залеганием горизонта и широким распространением соленоватых вод. Участки, содержащие пресные воды, эксплуатируются в единичных случаях для водоснабжения сельского населения и подсобных хозяйств.

Водоносный горизонт кунгурских отложений развит восточнее месторождения, отличается незначительной мощностью (≈ 9 м) и не имеет практического значения для водоснабжения.

Водоносный ассельско-артинский горизонт (P_{1a-ar}). Водоносный горизонт приурочен к трещиноватым, разрушенным и кавернозным доломитам и известнякам. Водоносный горизонт залегает на глубинах от 70 до 400 м.

Подземные воды на большей части территории залегают на значительных глубинах и являются напорными. Величина напора варьирует в широких пределах от 15 до 220 м. При вскрытии водоносного горизонта скважинами, заложенными на низких абсолютных отметках, воды, как правило, фонтанируют. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах от +1 до 304 м. Снижение напоров происходит в сторону долин рек. Водообильность горизонта пестрая и колеблется в больших пределах от 0,025 до 12 л/с, причем низкие показатели водообильности характерны для водоразделов рек и их склонов, а высокие – к долинам рек и глубоким эрозионным врезам.

По химическому составу подземные воды, в основном, сульфатные, хлоридно-сульфатные натриевые и сульфатные кальциевые с минерализацией до 2,2 г/дм³ и общей жесткостью 21,2 мг-экв/дм³. С увеличением глубины скважин качество воды значительно ухудшается.

Питание подземных вод ассельско-артинского горизонта осуществляется, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода комплекса на поверхность или близкого залегания к ней. Дополнительное питание обеспечивается притоком подземных вод из смежных и выше- и нижележащих горизонтов. Разгрузка подземных вод ассельско-артинского горизонта происходит как в долинах рек, так и в более высокие стратиграфические горизонты по трещиноватым и ослабленным зонам.

В результате выполненных гидрогеологических исследований выявлено и разведано Байтуганское месторождение технических подземных вод, состоящее из двух участков «Северного» и «Южного», приуроченное к продуктивной толще водоносного ассельско-артинского горизонта. Лицензия на право пользования водозабором ОРБ 01748 ВЭ выданная 29.06.05 г. ООО «БайТекс» представлена в Приложении А Раздела ОВОС 2.1. Согласно п. 1.6 приложения №4 к Лицензии ОРБ 01748 ВЭ, срок действия продлён до 31.12.2037 г.

Изм. №	№ подл.	Подп. и дата	Резм. и №	Питание подземных вод ассельско-артинского горизонта осуществляется, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода комплекса на поверхность или близкого залегания к ней. Дополнительное питание обеспечивается притоком подземных вод из смежных и выше- и нижележащих горизонтов. Разгрузка подземных вод ассельско-артинского горизонта происходит как в долинах рек, так и в более высокие стратиграфические горизонты по трещиноватым и ослабленным зонам. В результате выполненных гидрогеологических исследований выявлено и разведано Байтуганское месторождение технических подземных вод, состоящее из двух участков «Северного» и «Южного», приуроченное к продуктивной толще водоносного ассельско-артинского горизонта. Лицензия на право пользования водозабором ОРБ 01748 ВЭ выданная 29.06.05 г. ООО «БайТекс» представлена в Приложении А Раздела ОВОС 2.1. Согласно п. 1.6 приложения №4 к Лицензии ОРБ 01748 ВЭ, срок действия продлён до 31.12.2037 г.							
				0261-01-00-ОВОС						Лист	
										85	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Водозаборные скважины-колодцы, пробурены на глубину 140-280 м и эксплуатирующие ассельско-артинский горизонт. Вода сульфатно-натриевая по составу, с запахом сероводорода, с минерализацией 5,4-11 г/дм³, общей жёсткостью 32-39 мг-экв/дм³ и карбонатной – 2,29-4,48 мг-экв/дм³. За 20 лет эксплуатации состав подземных вод не изменился, но минерализация возросла до 17,2-18,0 г/дм³, а содержание сульфатов достигло 9,5 г/дм³. Величина общей жесткости увеличилась до 42 мг-экв/дм³, а карбонатная до 5,3-7,7 мг-экв/дм³.

Водозабор эксплуатируется для целей поддержания пластового давления на месторождении.

На «Южном» водозаборе пробурено 4 скважины №№1ю, 2ю, 3ю, 4ю. Скважина 3ю находится в консервации. Производительность действующих скважин (1ю, 2ю, 4ю) - 400м³/сут.

На «Северном» водозаборе пробурено 12 скважин №№ 1с-12с. В настоящее время все скважины находятся в консервации.

Вследствие глубокого залегания и неудовлетворительного качества воды ассельско-артинского горизонта для хозяйственно-питьевого водоснабжения значения не имеют.

На территории УПН Байтуганского месторождения расположены скважины № 16, 17 Ново-Усмановского хозяйственно-питьевого водозабора. Эксплуатация водозаборных скважин осуществляется на основании лицензии СМР 01006 ОС выданной ООО «БайТекс» 07.04.2005 г., сроком до 05.10.2028 г. Запасы подземных вод Ново-Усмановского месторождения разведаны и утверждены протоколом ТКЗ № 134 от 28.07.2004 г в количестве 620 м³/сут, в т.ч. по категориям: А - 300 м³/сут, В – 205 м³/сут, С₂ - 115 м³/сут.

Режим работы скважин: круглогодичный, в течение суток по графику.

Скважины оборудованы насосами следующих марок:

№16 – ЭЦН 400-140;

№17 – ЭЦНВ 6-6,3-125.

Географические координаты скважин:

№16 - 54°07'40,61''N 52°21'15,95''E;

№17 - 54°07'44,55''N 52°21'06,52''E.

Целевое назначение скважин - производственное и хозяйственно-питьевое водоснабжение. Режим работы скважин: круглогодичный, в течение суток - по графику.

Действующими водозаборными скважинами в настоящее время являются скважины №№ 16, 17, пробуренные в 1984 г. Расстояние между скважинами - 210 м. Глубина скважины № 16 - 31 м., № 17 - 32 м. Согласно условиям доп. соглашения № 2 к лицензии на добычу подземных вод, разрешённый отбор их составляет 190,15 м³/сут, 62,576 м³/год.

В соответствии с действующей гидрогеологической стратификацией в описываемом районе в верхней гидродинамической зоне развиты следующие водоносные горизонты и комплексы:

- водоносный верхнеленополеистоценово-голоценовый аллювиальный горизонт;
- водоносный верхнеказанский комплекс;
- водоносный нижнеказанский горизонт;
- водоупорный нижнеказанский горизонт.

ООО «Региональная Экологическая Компания» разработало проект обоснования зоны санитарной охраны, утвержден Санитарно-Эпидемиологическим заключением № 63.СЦ.04.000.Т.002411.12.17 от 11.12.2017 г. Сведения о размерах зон санитарной охраны представлены в п. 3.14.7 данной книги.

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Резм. и №	Подп. и дата	➤ водоносный верхнеплейстоценово-голоценовый аллювиальный горизонт; ➤ водоносный верхнеказанский комплекс; ➤ водоносный нижеказанский горизонт; ➤ водоупорный нижеказанский горизонт.
ООО «Региональная Экологическая Компания» разработало проект обоснования зоны санитарной охраны, утвержден Санитарно-Эпидемиологическим заключением № 63.СЦ.04.000.Т.002411.12.17 от 11.12.2017 г. Сведения о размерах зон санитарной охраны представлены в п. 3.14.7 данной книги.								
						0261-01-00-ОВОС		Лист
								86

Сведения о участке строительства

Согласно отчёту 0261-01-ИГИ «Технический отчет по выполненным инженерно-геологическим изысканиям», на момент изысканий (октябрь 2020 г) до изученной глубины от 0,0 до 15,0 м. подземные воды вскрыты геологическими скважинами №171,172,198 на глубинах 0,0 и 0,9 м соответственно, заложенными на участках перехода через водные объекты проектируемыми нефтегазосборными трубопроводами.

В районе скважин №171, 172, 198, территория относится к подтопленной в естественных условиях I-A.

Геологическая скважина №171 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 0,6 м уровень воды установился на глубине 0,5 м.

Геологическая скважина №172 была заложена выше пересечения трассой нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 3,0 м уровень воды установился на глубине 2,9 м.

Геологическая скважина №198 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН реки Мокрый Якшигул. Участок естественно подтоплен. Уровень вода 0,0м

Остальная часть отнесена к неподтопляемой в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин III-A-1.

Проектируемые объекты – нефтесборные трубопроводы от *от АГЗУ-11 до УПН; от УЗ №35 до УПН и от УЗ №5 до УПН нарушают II и III пояс ЗСО Ново-Усмановского водозабора.*

Сведения о естественной защищённости подземных вод приведены на основании Гидрогеологического заключения об отсутствии ухудшения качества питьевой воды на Ново-Усмановском питьевом водозаборе Камышлинского района Самарской области, выданного Росгеология АО «Компания вотемиро» №04/271 от 31.05.2022г.(см. Приложение Д в книге 2.2 0261-01-00-ООС2.2).

Основными критериями защищённости подземных вод являются мощность зоны аэрации, ее литологический состав и фациальная изменчивость.

Трассы проектируемых трубопроводов проектируется разместить в пределах области развития водоносных верхненеоплейстоценово-голоценового аллювиального горизонта и верхнеказанского комплекса. Трасса проектируемых трубопроводов от № УЗ-35 и АГЗУ-11 до УПН планируется по правому борту р. Мокрый Якшигул, покрытого аллювиально-делювиальными отложениями. В таких условиях аллювиальные и делювиальные отложения представлены, в основном, суглинками. Мощность делювиальных и аллювиальных суглинистых отложений на территории трасс трубопроводов составляет 1,5-4,7 м. Основанием для трубопровода являются суглинки полутвёрдые, аргиллиты и известняки средней прочности.

Проектируемый напорный нефтепровод от УЗ № 5 пройдёт по водоразделу рек Мокрый Якшигул и Окана. Здесь делювиальные суглинки имеют мощность 1,5-1,8 м. Основанием для трубопровода являются аргиллиты и известняки средней прочности, суглинки полутвёрдые. Содержание глинистой фракции, в породах зоны аэрации на участках трасс составляет более 30 %. Это соответствует 1 баллу. Мощность зоны аэрации в районе трубопроводов составляет 15-17 м, что соответствует 3 баллам.

Зона аэрации водоносных верхненеоплейстоценово-голоценового аллювиального горизонта и нижнеказанского комплекса в районе трубопроводов представлена чередованием слабопроницаемых и водоупорных суглинков и аргиллитов с прослоями известняков. Фльтрационные окна на площади трубопровода составляют менее 5 %. Такой литологический состав соответствует 3 баллам по таблице критериев оценки защищённости.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								87
Результат	Подп. и дата	Изм. №						

С учетом вышеизложенного, средний балл защищенности подземных вод в районе заложения нефтегазосборного трубопровода для обоих гидрогеологических подразделений составит:

$$(1+3+3)/3 = 2,33 \text{ балла.}$$

На основании интегральной оценки защищенности (2,33 балла), подземные воды водоносных верхнелеоплейстоценово-голоценового аллювиального горизонта и нижне-казанского комплекса на территории размещения проектируемых трубопроводов являются относительно защищенными от загрязнения с поверхности.

В пределах всей территории проектируемого трубопровода имеется сплошная водоупорная (суглинисто – глинистая) кровля, что согласно п.2.2.1.2. СанПиН 2.1.4-1110-02 позволяет считать подземные воды на этой части территории защищенными от поверхностного загрязнения.

Согласно гидрогеологическому заключению: **«партия мониторинга, осуществляющая государственный мониторинг геологической среды в Оренбургской области, считает, что при выполнении в полном объеме всего комплекса природоохранных мероприятий в части охраны подземных вод от загрязнения, запроектированных при строительстве трубопроводов, существенного влияния при их эксплуатации на качество подземных вод водоносного верхнеказанского комплекса Ново-Усмановского месторождения не ожидается».** При сохранении условий воздействия, качество подземных вод не изменится.

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

88

Приложение № 2
к гидрогеологическому заключению
№ 04/271 от 31.05. 2022г

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1. Гидрогеологические подразделения

Водоносный верхнеолейстоценово-голоценовый аллювиальный горизонт: Пески, суглинки, гравийно-обломочные отложения

Водоносный верхнеказанский комплекс. Известняки, песчаники, мергели, алевролиты

Водоносный нижнеказанский горизонт. Известняки, песчаники, алевролиты

Водоупорный нижнеказанский горизонт. "Лингуловые глины"



2. Водопункты:

Скважины. Вверху - номер скважины. Слева: в числителе - дебит, л/с; в знаменателе - понижение, м. Справа: в числителе - глубина установленного уровня подземных вод, м, в знаменателе - минерализация, г/дм куб. Закраска соответствует химическому составу воды

Новоусмановский водозабор

3. Химический состав подземных вод в водопунктах

Гидрокарбонатный

4. Прочие знаки

Граница распространения гидрогеологических подразделений

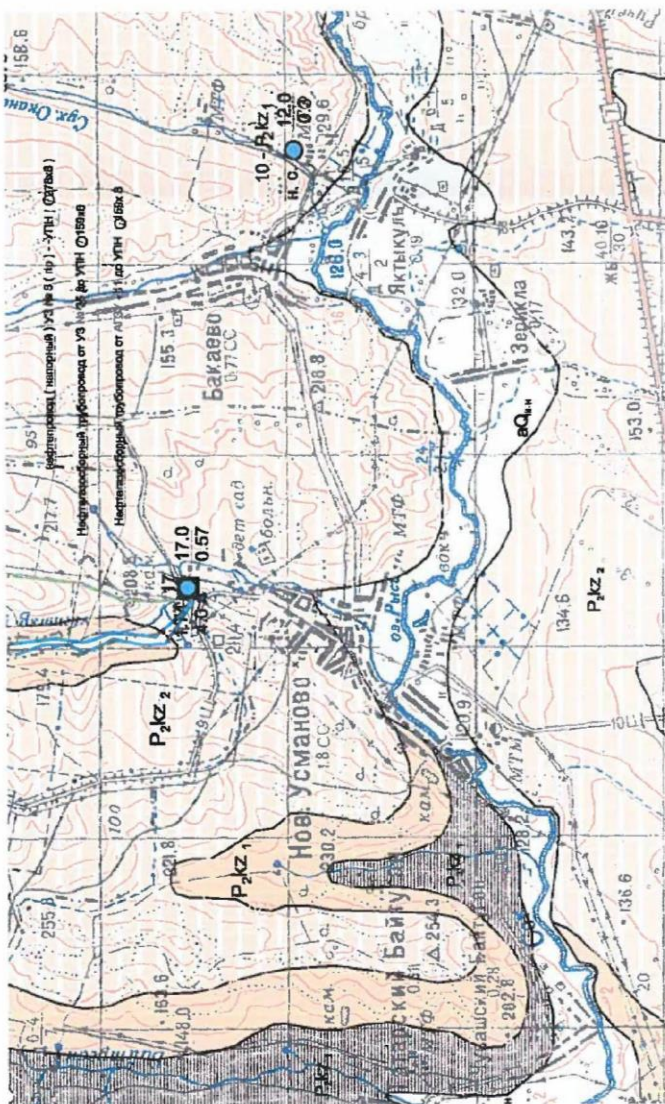
Нефтегазосборный трубопровод

Нефтепровод (напорный)

УПН Байтуганского месторождения



Гидрогеологическая карта территории размещения объекта



масштаб 1:50 000

Составлена по материалам геолог.-гидрогеологической съемки
листа N-30-XVII, масштаб 1:200 000 (А.М. Гилетин и др., 1968 г.)

0261-01-00-ОВОС

Лист

89

Схематическая карта защищенности подземных вод.



Условные обозначения

- 1 категория - защищенные (< 2 баллов)

- 1 категория - относительно защищенные (2,1 - 4,4 балла)

- 2 категория - слабозащищенные (4,5 - 6,8 баллов)

- 3 категория незащищенные (> 6,8 баллов)

Ранжирование дано по методическим рекомендациям
Всероссийского научно - исследовательского института
геогеологии и инженерной геологии
(ВСЕГИНГЕО).

Прочие знаки

Границы распространения гидрогеологических подразделений

Нефтегазосборный трубопровод

Нефтепровод (напорный)

▲ УПН Байтуганского месторождения

Зоны санитарной охраны

О I пояс

3.5.2 Характеристика существующего уровня загрязнения подземных вод

В настоящее время наблюдение за состоянием подземных вод осуществляется ООО «БайТекс», согласно «Программе экологического мониторинга объектов, эксплуатируемых ООО «БайТекс».

Наблюдение за состоянием подземных вод на территории Клявлинского и Камышлинского районах Самарской области в 2021 году осуществлялось за водоносным верхнеказанским комплексом по пробам воды, отобранные из колодца с. Ерилкино, 2-х водозаборных скважин на ХПВ (№№16, 17), родника № 190 Кл в с. Ерилкино, а также наблюдательной скважины 2н.

Наблюдение за состоянием подземных вод на территории Северного района Оренбургской области в 2021 году осуществлялось за водоносным верхнеказанским комплексом по пробам воды, отобранные из наблюдательных скважин 4н, 5н, 7н и родника 1Ка, расположенного восточнее границы с Самарской областью (восточнее ДНС-2).

Результаты проведенных исследований за 2021 г. сведены в Отчет «Ведение мониторинга геологической среды и состояния недр на Байтуганском месторождении нефти в 2021 г.» (Оренбургская область) и в Отчет «Ведение мониторинга геологической среды и состояния недр на Байтуганском месторождении нефти в 2021 г.» (Самарская область).

По результатам анализов 2021 г. воды водоносного верхнеказанского комплекса имеют сульфатно-гидрокарбонатный магниевый-кальциевый состав. Воды комплекса умеренно пресные (минерализация 527,0 – 896,0 мг/дм³), средней жёсткости (6,5 – 7,8 мг-экв/дм³), слабощелочные (рН=7,26-7,64). В пробах воды выявлены превышения нормируемых показателей по величине жёсткости (1,1ПДК), а в наблюдательных скважинах – по содержанию железа (до 9,0 ПДК), марганца (до 2,6ПДК) и перманганатной окисляемости (до 1,8ПДК). Фенолы, свинец, нефтепродукты и СПАВ в родниках определяется в количествах меньших нижнего предела измерения применяемой методики. Нефтепродукты в наблюдательных скважинах содержатся в небольших количествах (менее 0,045 мг/дм³) не превышают ПДК. Причина повышенных значений жесткости и содержания марганца носит природный характер, а превышения по железу и перманганатной окисляемости связано с коррозионными процессами колонн скважин. По остальным показателям подземные воды удовлетворяют требованиям санитарных норм.

Для оценки современного состояния подземных вод, в районе проектируемых работ, в рамках проведения инженерно-экологических изысканий для проекта 0261 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», в июне 2021 года, Испытательной лабораторией ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий» (Аттестат аккредитации № RA.RU.21ЭМ91, дата формирования выписки 05 марта 2020 г.), был проведен отбор и анализ проб из подземных источников в селе Новое Усманово Камышлинского района, а в ноябре 2021 г проведен отбор проб в с. Берёзовая Поляна Клявлинского района Самарской области.

Точки отбора пробы воды из колодцев показаны на карте современного экологического состояния района изысканий, представленной в графической части отчета 0261-01-ИЭИ2.

Результаты исследований представлены в таблице 3.2. Копии протоколов представлены в Приложении X 0261-01-ИЭИ2.

Полученные результаты сравнивались с гигиеническими нормативами согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								91

Таблица 3.2 - Результаты химических анализов подземных вод

№№ п/п	Параметры	Единиц измерен ия	Норматив ПДК СанПиН 1.2.3685-21	Количественные показатели	
	Дата отбора			10.06.2021 г.	12.11.2021 г.
	Местоположение пункта контроля			с. Новое Усманово	с. Берёзовая Поляна
1.	рН	ед.рН	6-9	7,29±0,20	7,65±0,20
2.	Запах 20°	балл	3	0	0
3.	Запах 60°	балл		2	1
4.	Привкус	балл	3	1	0
5.	Цветность	градус	30	34,6±6,9	3,7,6±1,5
6.	Сухой остаток	мг/дм ³	1500	464,0±41,8	
7.	Фенольный индекс	мг/дм ³	0,001	менее 0,0005	менее 0,0005
8.	Жесткость общая	мг-экв/л	10	8,7±0,8	5,8±0,5
9.	Ртуть	мг/дм ³	0,0005	Менее 0,00004	Менее 0,00004
10.	Перманганатная окисляемость	мг/дм ³	7	0,41±0,08	0,7±0,14
11.	ХПК	мг/дм ³	30	Менее 4	5,2±1,6
12.	Аммиак и аммоний ион	мг/дм ³	1,5/2	менее 0,5	менее 0,5
13.	Нитрат-ион	мг/дм ³	45	37,2±3,7	9,8±1,0
14.	Нитрит-ион	мг/дм ³	3	менее 0,2	Менее 0,2
15.	Хлорид-ион	мг/дм ³	350	22,36±2,24	7,2±0,7
16.	Сульфат-ион	мг/дм ³	500	60,20±6,02	29,2±2,9
17.	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,1	0,013±0,004	0,008±0,004
18.	Железо общее	мг/дм ³	0,3	0,74±0,11	
19.	Марганец	мг/дм ³	0,1	Менее 0,005	Менее 0,005
20.	Медь	мг/дм ³	1	Менее 0,0006	Менее 0,0006
21.	Цинк	мг/дм ³	5	0,00056±0,00 018	
22.	Никель	мг/дм ³	0,02		Менее 0,0005
23.	Свинец	мг/дм ³	0,01	Менее 0,0002	Менее 0,0002
24.	Калий	мг/дм ³		1,07±0,21	1,45±0,29
26.	Кальций	мг/дм ³		79,1±7,9	63,2±6,3
26.	Натрий	мг/дм ³	200	11,13±1,11	
27.	Магний	мг/дм ³		43,2±4,3	31,03±3,1
28.	Взвешенные вещества	мг/дм ³		26,0±5,2	Менее 3,0
29.	Гидрокарбонат-ион	мг/дм ³		352,6	335,5
30.	Карбонат-ион	мг/дм ³		менее 6,0	менее 6,0
31	Поверхностно- активные вещества анионные (АПАВ)	мг/дм ³	0,5	менее 0,01	менее 0,01

Вода в скважине с. **Новое Усманово** цветность воды 1,15 ПДК (по СанПиН 1.2.3685-21). Вода средне минерализованная с минерализацией (по сухому остатку) - 464,0 мг/дм³, что

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

92

составляет 0,31 ПДК. Концентрация взвешенных веществ – 26,0 мг/дм³. Вода средней жёсткости со значением общей жёсткости 8,7 мг-экв/л (при ПДК=10), что соответствует 0,87 ПДК.

Содержание *сульфатов* (SO_4^{2-}) в пробе воды не превышает допустимых норм и составляет 60,20 мг/л (0,12 ПДК). Содержание хлоридов в пробе составляет 22,36 мг/л (0,06 ПДК). Содержание гидрокарбоната составляет – 352,6 мг/дм³. Содержание карбонат-иона – 352,6 мг/дм³. Содержание АПАВ - менее 0,01 мг/дм³ (0,02 ПДК).

ХПК воды в селе Новое Усманово в пределах нормы – менее 4 мг/дм³. Перманганатная окисляемость 0,41 мг/дм³, что соответствует 0,059 ПДК.

Наблюдается превышение ПДК по *железу общему* - 0,74 мг/дм³ (2,5 ПДК). Содержание *нитратов* составляет 37,2 мг/дм³, что соответствует 0,83 ПДК. Менее стойкие соединения группы азота – *нитриты и аммоний солевой*, присутствуют в концентрациях, не превышающих предельно допустимые значения (*нитритов* – 0,2 мг/дм³ (0,06ПДК) *аммония* – менее 0,5 мг/дм³ (0,25 ПДК).

Содержание *нефтепродуктов* в пробах питьевой воды составляет менее 0,013 мг/дм³, что соответствует 0,13 ПДК. Фенольный индекс составляет менее 0,0005 мг/дм³, что соответствует 0,5 ПДК. Содержание АПАВ менее 0,01 мг/дм³, что соответствует 0,02 ПДК. Содержание ртути составило менее 0,00004 мг/дм³, что соответствует 0,08 ПДК.

Цинк и медь в пробе питьевой воды в данной скважине присутствуют в незначительных количествах. *Цинка*- 0,00056 мг/дм³ (0,000112 ПДК), *меди* - 0,0006 мг/дм³ (0,0006ПДК). Содержание ионов *свинца* в пробе составляет менее 0,0002 мг/дм³ (0,02 ПДК). Ионов *марганца* составляет менее 0,005 мг/дм³ (0,05 ПДК), *калия* – 1,07 мг/дм³, *кальция* – 79,1 мг/дм³, *магния* – 43,23 мг/дм³. Содержание ионов *натрия* – 1,3 мг/дм³, что соответствует 0,06 ПДК.

Вода в скважине **с. Берёзовая Поляна** цветность воды 3,7±1,5 (по СанПиН 1.2.3685-21). Концентрация взвешенных веществ – менее 3,0 мг/дм³. Вода средней жесткости со значением общей жесткости 5,8 мг-экв/л (при ПДК=10), что соответствует 0,58 ПДК.

Содержание *сульфатов* (SO_4^{2-}) в пробе воды не превышает допустимых норм и составляет 29,2 мг/л (0,06 ПДК). Содержание хлоридов в пробе составляет 7,2 мг/л (0,02 ПДК). Содержание гидрокарбоната составляет – 335,5мг/дм³. Содержание карбонат-иона – менее 6,0 мг/дм³. Содержание АПАВ - менее 0,01 мг/дм³ (0,02 ПДК).

ХПК воды в селе Берёзовая Поляна в пределах нормы – менее 5,2 мг/дм³. Перманганатная окисляемость 0,7 мг/дм³, что соответствует 0,1 ПДК.

Содержание *нитратов* составляет 9,8 мг/дм³, что соответствует 0,22 ПДК. Менее стойкие соединения группы азота – *нитриты и аммоний солевой*, присутствуют в концентрациях, не превышающих предельно допустимые значения (*нитритов* – 0,2 мг/дм³ (0,06ПДК) *аммония* – менее 0,5 мг/дм³ (0,25 ПДК).

Содержание *нефтепродуктов* в пробах питьевой воды составляет менее 0,008 мг/дм³, что соответствует 0,08 ПДК. Фенольный индекс составляет менее 0,0005 мг/дм³, что соответствует 0,5 ПДК. Содержание АПАВ менее 0,01 мг/дм³, что соответствует 0,02 ПДК. Содержание ртути составило менее 0,00004 мг/дм³, что соответствует 0,08 ПДК.

Никель и Медь в пробе питьевой воды в данной скважине присутствуют в незначительных количествах. *Никель* – менее 0,0005 мг/дм³ (0,0025 ПДК), *меди* - 0,0006 мг/дм³ (0,0006ПДК). Содержание ионов *свинца* в пробе составляет менее 0,0002 мг/дм³ (0,02 ПДК). Ионов *марганца* составляет менее 0,005 мг/дм³ (0,05 ПДК), *калия* – 1,45 мг/дм³, *кальция* – 63,2 мг/дм³, *магния* – 31,03 мг/дм³. Содержание ионов *натрия* – 3,4 мг/дм³, что соответствует 0,017 ПДК.

Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели представлены в таблице 3.3.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист 93
Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели	Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели	Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели	Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели	Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели	Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели	Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели	Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели

Таблица 3.3 - Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Результат испытаний	Норматив	НД на метод испытаний
<i>Микробиологические показатели</i>				
E. coli	-	Не обнаружено	Не допускается	ГОСТ 30726-2001-Продукты пищевые. Методы выявления и определения количества бактерий вида E. coli
Колифаги	БОЕ в 100 мл	Не обнаружено	Отсутствие	МУК 4.2.1018-01-Методы контроля. Биологические и микробиологические факторы. Санитарно-микробиологический анализ питьевой воды
Общее микробное число	Число образующих колонии бактерий в 1 мл	Не обнаружено	Не более 50	ГОСТ 24849-2014-Вода. Методы санитарно-бактериологического анализа для полевых условий.
<i>Санитарно-зоогигиенические показатели</i>				
Общие колиформные бактерии	Число бактерий в 100 мл	Не обнаружено	Отсутствие	МУК 4.2.1018-01-Методы контроля. Биологические и микробиологические факторы. Санитарно-микробиологический анализ питьевой воды.
Термотолерантные колиформные бактерии	Число бактерий в 100 мл	Не обнаружено	Отсутствие	МУК 4.2.1018-01-Методы контроля. Биологические и микробиологические факторы. Санитарно-микробиологический анализ питьевой воды.

Таким образом, на основании данных анализа современного состояния подземных вод можно сделать вывод, что вода в скважине района обследования удовлетворяет требованиям СанПиН 1.2.3685-21 к качеству питьевой воды нецентрализованного водоснабжения.

Результат

Подпись

Имя, № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

94

Ручей Кармалка – левобережный приток р. Байтуган, берет начало в 6 км к северу от н.п. Березовая Поляна, пересекает западную часть Байтуганского месторождения (около 3-х км), протекает более, чем в 700 м к западу от ближайшего проектируемого объекта. Впадает в р. Байтуган на 10 км от устья у н.п. Красный Яр. Длина водотока составляет 5,9 км, площадь водосбора 15,4 км², ширина небольшая 2-5 м, глубина до 0,7 м. Скорость течения в межень 0,2 м/с.

Согласно письму Федерального агентства по рыболовству (Росрыболовство) № У05-4061 от 18.11.2021 г. (см. Приложение Е 0261-01-ИЭИ2), р. Кармалка относится к водным объектам рыбохозяйственного назначения второй категории.

Проектируемые сооружения обустройства не затрагивают р. Кармалка. Ближайшая к реке трасса выкидного трубопровода от скв. 518 до АГЗУ-6 находится в 3115 м к востоку от р. Кармалка.

Река Окана – правый приток второго порядка реки Сок, впадает в неё на 328 км от устья у н.п. Бакаево. Берёт начало от ключа в 7 км севернее пос. Подлесный, около 6,6 км протекает по восточной границе северной половины Байтуганского месторождения в южном направлении. Длина водотока составляет 14 км, площадь водосбора 50 км². Ширина реки доходит до 5-10 м, глубина до 1,0 м. Долина реки пойменная, шириной до 400 м. Русло реки слабоизвилистое, песчано-каменистое, шириной от 0,5 до 3 м. Берега умеренно крутые, высотой 1,0-2,5 м, поросшие кустарником и деревьями. Скорость течения в межень 0,2 - 0,3 м/с.

Река Окана не затрагивается проектируемыми сооружениями. Ближайшая к реке трасса проектируемого нефтепровода от АГЗУ-22 до УЗ-46(А) расположена на расстоянии 105 м от р. Окана, проектируемая трасса проектируемого нефтепровода от АГЗУ-22 до ДНС-2 расположена на расстоянии 106 м от р. Окана, проектируемая трасса выкидного трубопровода от скв. 459Н до АГЗУ-19 расположена в 125 м к западу от р. Окана, проектируемая трасса выкидного трубопровода от скв. 1738А до точки врезки в выкидной трубопровод от скв. 1738 до АГЗУ-19 расположена в 197 м к востоку от реки Окана.

Ручей Кибит - правый приток второго порядка реки Сок, берет начало на крайнем юге территории месторождения и впадает в неё уже за пределами горного отвода на 654 км от устья. Длина менее 10 км. Водосборная площадь – 82,6 км². Ширина ручья до 20 м, глубина до 1 м. Скорость течения - 0,2 м/с. В летнюю межень пересыхает.

По химическому составу поверхностные воды гидрокарбонатно-сульфатные кальциево-магниевые и гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией от 0,4 до 0,76 г/дм³. По величине общей жесткости, меняющейся в диапазоне 5,6–8,8 мг-экв/дм³, воды умеренно – жесткие и жесткие. В меженный период минерализация в р. Сок увеличивается до 1,4 г/дм³, при этом жесткость воды повышается до 16,4 мг-экв/дм³ и характеризуется как очень жесткая. Активная реакция среды слабо щелочная (рН=7,2–7,5). Содержание кислорода в водах достаточно высокое (не менее 90 % насыщения).

Водный режим р. Сок и ее притоков характеризуется высоким весенним паводком и редкими невысокими летне-осенними паводками.

Формирование стока происходит, в основном, за счет таяния снега и грунтового питания. Осадки теплого периода на сток р. Сок и ее притоков существенного влияния не оказывают. В период весеннего половодья проходит 60-80% годового стока. Весеннее половодье на р. Сок длится обычно 30 дней, на её притоках – 10-15 дней. Подъем уровня воды на р. Сок в период весеннего половодья достигает 2,5 м, на остальных реках - 1,5 м. По окончании спада половодья реки переходят на грунтовое питание - устанавливается летне-осенняя межень. Меженные уровни устанавливаются в конце августа - начале сентября. Минимальные расходы летней межени приходятся на сентябрь. Летне-осенний сток от годового составляет 10-30%. Зимняя межень устойчива, ее начало приходится на середину ноября. Реки замерзают в конце ноября - начале декабря, вскрываются в середине апреля; толщина льда достигает 40-70 см.

Ручей Кибит не затрагивается проектируемыми объектами обустройства девятой

Резм. ил. №	
Подп. и. д. ил.	
Ил. № ил. д. ил.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

96

очереди Байтуганского месторождения. Ближайший проектируемый объект высоконапорный водовод от т. врезки в высоконапорный водовод «БГ-9 – скв. 409 до скв. 402н» расположен на расстоянии 2000 м к северо-востоку от р. Кибит

Трассы проектируемых линейных сооружений пересекают поверхностные водотоки: р. Мокрый Якшигул, ручьи без названия.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН пересекает:

- реку Мокрый Якшигул на ПК39+74,90-ПК39+79,00;
- ручей без названия на ПК42+30,00-ПК43+0,00.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от УЗ №35 до УПН пересекает:

- реку Мокрый Якшигул на ПК40+29,10-ПК41+23,70;
- ручей без названия на ПК42+86,50-ПК43+60,00.

Трасса проектируемого напорного нефтепровода от УЗ №5 до УПН Ду250 пересекает перед подходом к УПН реку Мокрый Якшигул.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-22 до ДНС-2 пересекает в районе ДНС-2 ручей без названия на ПК34+47,80-ПК35+8,20.

Река Мокрый Якшигул – правобережный приток р. Сок, протекает по восточной границе южной половины Байтуганского месторождения, впадает в р. Сок на 317 км от устья у н.п. Новое Усманово.

Длина водотока составляет 9,7 км, площадь водосбора 24,3 км².

Долина реки узкая, глубокая. Склоны рассечены, сложены суглинками, крутые, высотой 20-40 м, открытые.

Территория водосбора покрыта лугами, лесные массивы, в основном, присутствуют по окраинам водосбора в верхней части.

Русло реки слабоизвилистое, песчано-каменистое, шириной от 0,5 до 5 м, имеет крутые берега, высотой 1,0-2,5 м, поросшие луговой растительностью и кустарником. Глубина р. Мокрый Якшигул на участке планируемых работ составляет от 0,2 до 0,5 м.

Река Мокрый Якшигул характеризуются высоким весенним половодьем и низкой летней меженью, которая может нарушаться дождевыми паводками. На реке сооружаются временные земляные плотины, размываемые в половодье. Наибольшие годовые расходы воды чаще всего наблюдаются во второй половине апреля и лишь изредка в начале мая. Уровенный режим весеннего половодья меняется в зависимости от количества и водности снега на площади водосбора, погодных условий. Превышение максимальных уровней над предвесенним уровнем воды для р. Мокрый Якшигул не более 0,5 м. Затопление пойм происходит не ежегодно. Средняя продолжительность стояния воды на пойме от 2 до 15 дней.

После окончания весеннего половодья на реке наступает летне-осенняя межень; величина стока резко уменьшается. В летне-осеннюю межень в особо засушливые периоды возможно пересыхание русла. Река в верхнем и среднем течении существует в виде отдельных плесов, местами русло пересыхает и зарастает. В осенний период наблюдается несколько повышенная водность в результате выпадения осадков и уменьшения испарения с водосборов. Зимой на реке сток прекращается из-за промерзания перекаатов.

Ручьи без названия на участке планируемых работ являются притоками р. Мокрый Якшигул. Протяженность ручьев без названия менее 10 км.

Долины ручьев без названия средне выраженные, слабо извилистые, в поперечном сечении имеют трапециевидные формы. Склоны долин, относительно пологие, задернованные, покрыты преимущественно кустарниковой и древесной растительностью. Проявлений процессов водной эрозии в естественных условиях на склонах долины не

Изм. № подл.	Подп. и дата	Рез. инв. №	После окончания весеннего половодья на реке наступает летне-осенняя межень; величина стока резко уменьшается. В летне-осеннюю межень в особо засушливые периоды возможно пересыхание русла. Река в верхнем и среднем течении существует в виде отдельных плесов, местами русло пересыхает и зарастает. В осенний период наблюдается несколько повышенная водность в результате выпадения осадков и уменьшения испарения с водосборов. Зимой на реке сток прекращается из-за промерзания перекатов. Ручьи без названия на участке планируемых работ являются притоками р. Мокрый Якшигул. Протяженность ручьев без названия менее 10 км. Долины ручьев без названия средне выраженные, слабо извилистые, в поперечном сечении имеют трапециевидные формы. Склоны долин, относительно пологие, задернованные, покрыты преимущественно кустарниковой и древесной растительностью. Проявлений процессов водной эрозии в естественных условиях на склонах долины не					
			0261-01-00-ОВОС					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Лист
								97

обнаружено.

Русла ручьев без названия слабо выраженные умеренно извилистые узкие, шириной от 1 до 2 метров. Берега низкие пологие, высотой 0,2 – 0,4 м.

В ручьях без названия имеется сток воды. В весенний период возможен заход производителей из р. Мокрый Якшигул, в связи с этим состав кормовой базы и рыбного населения сходен с таковыми р. Мокрый Якшигул.

Характеристика компонентов кормовой базы рыб и рыбного населения представлена в пункте 3.13 настоящего отчета на основании собственных исследований Саратовского филиала ФГБНУ «ВНИРО» («СаратовНИРО»), полученного в составе отчета «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные биоресурсы и среду их обитания по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь». Заключение Федерального агентства по рыболовству (РОСРЫБОЛОВСТВО) от 20.09.2021 г. № У02-3196 о согласовании осуществления деятельности в рамках проектной документации «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» представлено в Приложении Я 0261-01-ИЭИ2.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.02.2019 №206 «Об утверждении Положения об отнесении водного объекта или части водного объекта к водным объектам рыбохозяйственного значения и определении категорий водных объектов рыбохозяйственного значения» р. Мокрый Якшигул и ручьи без названия соответствуют требованиям, предъявляемым к водным объектам второй рыбохозяйственной категории

Сведения о размерах водоохранных зон и прибрежных защитных полос указанных водотоков представлены в разделе 3.14.4

3.6.2 Характеристика существующего уровня загрязнения поверхностных вод

В настоящее время ООО «БайТекс» осуществляет регулярный контроль за состоянием поверхностных вод на территории Байтуганского месторождения. Мониторинг за состоянием поверхностных вод в районе Байтуганского месторождения проводится согласно:

- Программе по организации и ведению мониторинга геологической среды и состояния недр Байтуганского месторождения (Самара, 2017 г.), утвержденная Генеральным директором ООО «БайТекс», и согласованная Отделом геологии и лицензирования по Самарской области (Самаранедра) (письмо № 636-с от 25.12.2017 г. представлено в Приложении К1 Раздела ОВОС2.3);
- Программе мониторинга геологической среды Байтуганского месторождения нефти ООО «БайТекс» (Оренбургская область) (Самара, 2011г.), согласованной Протоколом № 29-в от 18.11.2011 г заседания НТС Управления по недропользованию по Оренбургской области (см. Приложение К1 Раздела ОВОС2.3).

Программы ведения мониторинга за состоянием поверхностных вод на территории Самарской и Оренбургской областей включают контроль на реках Окана, Сок, Байтуган и Мокрый Якшигул. Пункты наблюдений приведены в таблице 3.5. Периодичность исследований - ежеквартально. Определяемые показатели: запах, цветность, мутность, pH, минерализация, сухой остаток, взвешенные вещества, жёсткость, кальций, магний, натрий+калий, гидрокарбонаты, карбонаты, сульфаты, хлориды, нитрит-ионы, нитрат-ионы, ион аммония, железо общее, марганец, ртуть, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, ХПК, БПК₅, растворенный кислород.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								98

Таблица 3.5 – Размещение пунктов наблюдений за состоянием за поверхностными водами

Пункт наблюдения и его номер	Местоположение	Примечание
р. Окана		
т.1П	р. Окана, в 0, 5 км севернее с. Подлесье	Верхняя часть течения реки, восточнее источника загрязнения
т.2П	р. Окана, восточная граница участка недр, в 1,5 км с-з от дс. Таш-Кичу	Средняя часть течения реки, ниже источника загрязнения, граница лицензионного участка (выход с территории участка)
т.8П	Исток р. Окана, восточная граница участка недр	Верхняя часть течения реки, ниже ИЗ
р. Байтуган		
т.4П	р. Байтуган, среднее течение	Средняя часть течения реки, ниже источника загрязнения, контроль влияния на поверхностные воды Байтуганского месторождения
т.14П	Верховье р. Байтуган	Северо-западная часть месторождения, при въезде в с. Ерилкино, около моста
р. Сок		
т.5П	р.Сок, южная окраина с.Новое Усманово	Средняя часть течения реки, ниже места слияния с р. Окана
т.9П	р. Сок, место слияния с р. Мокрый Якшигул (около моста)	Средняя часть течения реки, ниже источника загрязнения, контроль влияния на поверхностные воды Байтуганского месторождения
т.12П	Ниже слияние р. Байтуган и р.Сок	около моста
р. Мокрый Якшигул		
т.6П	Исток р. М. Якшигул	Восточная граница участка недр
т.7П	Ниже слияния р. Мокрый Якшигул и ручья	Ниже источника загрязнения (УПН)
т.11П	Верховье р. Кармалка,	западная граница горного отвода месторождения
т.10П	Верховье ручья	юго-восточнее границы горного отвода
т. 13П	Ручей, протекающий юго-восточнее пром. площадки скважин № 430, 817, 1706, 1209, 1618н	-

Отчеты о результатах мониторинга поверхностных водотоков на территории Байтуганского нефтяного месторождения за 2021 г. были предоставлены ООО «БайТекс».

Полевые работы по мониторингу состояния поверхностных воды были выполнены подрядной организацией ООО «Мониторресурсы». Лабораторные исследования по контролю качества поверхностных водотоков проводятся в гидрохимической лаборатории ООО «Центр

Результат	
Подпись	
Имя	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

99

мониторинга водной и геологической среды», имеющей аттестат аккредитации № ААС.А.00374, действующий до 16.09.2026 г.

Результаты проведенных исследований сведены в Отчет «Ведение мониторинга геологической среды и состояния недр на Байтуганском месторождении нефти в 2021 г.» (Оренбургская область) и в Отчет «Ведение мониторинга геологической среды и состояния недр на Байтуганском месторождении нефти в 2021 г.» (Самарская область). Результаты проведенных исследований за 2021 г. представлены в Приложении Ф 0261-01-ИЭИ2.

Для характеристики состава поверхностных вод в качестве предельно-допустимых концентраций (ПДК) приняты нормативы качества воды для водных объектов рыбохозяйственного значения, утвержденные приказом Министерства сельского хозяйства РФ № 552 от 13.12.2016 г.

Состояние поверхностных вод, определенное в 2011 г., на момент разработки программы мониторинга...», принято за фоновое.

По данным опробования 2021 г. воды **реки Окана** (т. т. 1П, 2П, 8П), как и предыдущий год обследования, по составу пресные с минерализацией 518,0-543,0 мг/дм³, средней жёсткости с показателем 5,9-6,4 мг-экв/дм³, слабощелочные (рН=7,5-7,7).

Как и в предыдущие годы, в реке прослеживается превышение допустимых концентраций по содержанию сульфатов (до 1,4 ПДК), нитрат иона (до 1,38ПДК), аммония (до 1,34 ПДК), соединений железа (до 2,7ПДК).

Воды **р. Байтуган** (т.т. 4П, 14П), характеризуются как пресные (минерализация 380,0-587,0 мг/дм³), средней жёсткости (5,1-7,8 мг-экв/дм³), слабощелочные (рН=7,5-8,02). В пробах воды, как и в 2020 году, превышены допустимые значения по содержанию сульфатов (до 1,52ПДК), нитратов (до 1,25ПДК), аммония (до 1,5ПДК), соединений железа (до 2,4ПДК), а в верховье реки (т.14П) зафиксированы единичные превышения по величине жёсткости (до 1,1ПДК) и содержанию магния (до 1,45 ПДК).

Вода в **р. Сок** (т. т. 5П, 9П, 12П) по составу пресная (минерализация 511,0-998,0 мг/дм³), средней жёсткости (7,2-7,6 мг-экв/дм³), нейтральная (рН=6,5-7,4). В пробах воды фиксируются превышения допустимых значений по жёсткости (до 1,1 ПДК), по содержанию сульфатов (до 3,65 ПДК), нитрат-иона (до 1,4 ПДК), иона аммония (до 1,28ПДК) и железа (до 2,8ПДК).

Вода в **р. Мокрый Якишгул** (т. 6П, 7П) пресная (минерализация 484,0-571,0 мг/дм³), в основном средней жёсткости (6,1-8,4 мг-экв/дм³), ниже слияния с ручьём – единично жёсткая (до 8,0-8,2 мг-экв/дм³), слабощелочная (рН=7,5-7,95). В пробах воды, как и в 2020 году, выявлено превышение допустимых значений по содержанию сульфатов (до 1,31ПДК), иона аммония (до 1,6ПДК), железа (до 2,5ПДК), а в месте ниже слияния с ручьём зафиксированы единичные превышения величины жёсткости (до 1,2ПДК) и содержания магния (до 1,8ПДК).

Вода в верховье **р. Кармалка** в районе западной границе горного отвода месторождения (т.11П) по составу пресная (минерализация 448,0-591,0 мг/дм³), средней жёсткости (7,2-7,5 мг-экв/дм³), слабощелочная (рН=7,58-7,7). В воде реки, как и 2020 году, выявлены превышения допустимых значений по жёсткости (до 1,1ПДК) и по содержанию сульфатов (до 1,4 ПДК), железа (до 2,1 ПДК), единично – нитрат иона (до 1,25ПДК).

Вода в **верховье ручья, протекающего юго-восточнее границы горного отвода месторождения** (т. 10П) пресная (минерализация 285,0-346 мг/дм³), средней жёсткости с показателем 4,4-4,9 мг-экв/дм³, слабощелочная (рН=7,5-7,7). В пробах воды выявлено превышение допустимых значений по содержанию сульфатов (до 1,18ПДК), нитрит иона (до 1,9ПДК), железа (до 2,1ПДК).

Вода в **ручье, протекающем юго-восточнее пром. площадки скважин № 430, 817, 1706, 1209, 1618н.** (т. 13П) пресная (минерализация 323,0-412,0мг/дм³), средней жёсткости (5,1-5,6 мг-экв/дм³), слабощелочная (рН=7,57-7,6). В пробах воды выявлено превышение допустимых значений по содержанию сульфатов (до 1,16ПДК), железа (до 1,8ПДК), единично – по содержанию нитрит иона (до 1,2 ПДК).

Результаты №	допустимых значений по жёсткости (до 1,1ПДК) и по содержанию сульфатов (до 1,4 ПДК), железа (до 2,1 ПДК), единично – нитрат иона (до 1,25ПДК).							
	Вода в <i>верховье ручья, протекающего юго-восточнее границы горного отвода месторождения</i> (т. 10П) пресная (минерализация 285,0-346 мг/дм3), средней жёсткости с показателем 4,4-4,9 мг-экв/дм3, слабощелочная (рН=7,5-7,7). В пробах воды выявлено превышение допустимых значений по содержанию сульфатов (до 1,18ПДК), нитрит иона (до 1,9ПДК), железа (до 2,1ПДК).							
Подп и дата	Вода в <i>ручье, протекающем юго-восточнее пром. площадки скважин № 430, 817, 1706, 1209, 1618н.</i> (т. 13П) пресная (минерализация 323,0-412,0мг/дм3), средней жёсткости (5,1-5,6 мг-экв/дм3), слабощелочная (рН=7,57-7,6). В пробах воды выявлено превышение допустимых значений по содержанию сульфатов (до 1,16ПДК), железа (до 1,8ПДК), единично – по содержанию нитрит иона (до 1,2 ПДК).							
Имя № подл							0261-01-00-ОВОС	Лист
								100
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Нефтепродукты в водах всех объектов находятся в пределах 0,032-0,046 мг/дм³ (менее 0,9 ПДК). Содержание фенолов, ртути и марганца в пробах меньше нижнего предела измерения применяемой методики.

Относительно фоновое состояние и результатов наблюдения предыдущего года, в химическом составе поверхностных вод значительного ухудшения качества не наблюдается.

Согласно отчётам мониторинговых исследований, проведенных ООО «Мониторресурсы» в 2021 г, поверхностные воды на территории Байтуганского месторождения не по всем показателям удовлетворяют нормативным требованиям. Загрязнение вод соответствует *низкому* и *среднему* уровню загрязнения.

По результатам исследований поверхностных вод в районе Байтуганского месторождения, обнаружено повышенное содержание сульфатов во всех пунктах контроля поверхностных вод. Причинами повышенного содержания сульфатов в поверхностных водах могут быть как естественными, так и антропогенными.

Из-за способности солей к растворению сульфатные соединения попадают в воду:

- при выветривании и вымывании осадочных пород.
- при отмирании живых организмов: растений, животных.
- за счет окисления сульфидов серы.
- при выпадении природных осадков.
- при таянии льда, града, снега.
- из-за растворения серосодержащих минеральных кристаллов типа гипса, ангидрида, алунита.

Загрязнение поверхностных вод сульфатными соединениями также возможно в случае сбросов в них промышленных и канализационных стоков, стоков фермерских хозяйств. Данные причины маловероятны, поскольку исследуемые водотоки не используются для сброса сточных вод. Возможной причиной повышенного содержания сульфатов в поверхностных водах может являться разработка Байтуганского нефтяного месторождения с поддержанием пластового давления. Для увеличения нефтяной отдачи пласта, нагнетательными скважинами осуществляется закачка в глубокие пласты воды технического качества, поступающей от УПН и технического водозабора («Южный» и «Северный»). Согласно данным таблицы 2.8, п. 2.2, вода, транспортируемая к скважинам по системе высоконапорных водоводов, имеет высокое содержание сульфатов (7461,3 мг/дм³). Подача воды для системы ППД осуществляется по герметичной системе водоводов, поэтому загрязнение поверхностных водотоков техническими водами возможно только в случае аварийной ситуации.

Результаты проведенных исследований поверхностных вод в районе Байтуганского месторождения, показали превышение по нитрат-ионам и ионам аммония во всех пунктах контроля поверхностных вод. Сочетание повышенного уровня нитратов и аммонийного азота свидетельствует о органическом загрязнении водотоков.

Содержание и преобладание различных форм азота зависит от условий поступления азотсодержащих соединений в водоток. В паводковый период наблюдается увеличение концентрации органических форм азота вследствие смыва органических остатков с поверхности почвы, летом растворимые соединения азота потребляются водными организмами и содержание их в воде снижается.

По результатам исследований поверхностных вод в районе Байтуганского месторождения, обнаружено повышенное содержание железа во всех пунктах контроля поверхностных вод. Железо – химический элемент не редкий, оно содержится во многих минералах и в природных водоёмах уровень этого элемента выше, чем других металлов, за счет процессов выветривания, растворения горных пород. Уровень железа в реках имеет сезонный характер. Самые высокие концентрации в водоёмах наблюдаются зимой и летом из-за стагнации вод, а весной и осенью заметно снижается по причине перемешивания водных

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							101

масс. Значительные количества железа поступают в водоёмы со сточными водами предприятий металлургической, металлообрабатывающей, текстильной, лакокрасочной промышленности и с сельскохозяйственными стоками. Поскольку указанные промышленные предприятия на территории Байтуганского месторождения отсутствуют, то вероятной причиной повышенного содержания железа в водотоках могут являться естественные процессы или сельскохозяйственная деятельность. Повышенное содержание железа в воде значительно ухудшает органолептические свойства воды.

Что касается высокого содержания магния в поверхностных водотоках, то это, видимо, связано природными особенностями данного региона (вымывание данного элемента из горных пород).

В целях оценки современного состояния поверхностных вод в районе намечаемой хозяйственной деятельности, в рамках инженерно-экологических изысканий были отобраны и проанализированы три пробы воды из поверхностных водотоков, наиболее близкорасположенных к проектируемым сооружениям, как к местам потенциально подверженным загрязнению в следующих точках:

ПВ-1 - Мокрый Якшигул ($54^{\circ}8'44.833''$; $52^{\circ}20'43.653''$) – в районе перехода нефтеколлекторов;

ПВ – 2 - р. Окана ($54^{\circ}11'6.507''$; $52^{\circ}22'47.391''$) – в районе ДНС-2;

ПВ – 3 - р. Мокрый Якшигул ($54^{\circ}7'34.788''$; $52^{\circ}21'31.511''$) - в районе перехода нефтеколлекторов при подходе к УПН.

Отбор и анализ проб был проведен испытательной лабораторией ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий» (Аттестат аккредитации RA.RU.21ЭМ91 внесен в реестр сведений об аккредитованном лице 04.09.2015).

Результаты количественного химического анализа поверхностных вод сведены в таблице 3.6. Копии протоколов проведенных исследований представлены в Приложении Ф 0261-01-ИЭИ2. Точки отбора проб воды из поверхностного источника показана на карте современного экологического состояния района изысканий (масштаб 1:20 000), представленной в графической части отчета 0261-01-ИЭИ2.

Оценка состояния поверхностных вод проводилась в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» и Приказом Минсельхоза России № 552 от 13.12.2016 г. «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения».

Копии протоколов исследований поверхностного водоёма представлены в приложении Н (отчет 0261-01-ИЭИ).

Таблица 3.6 - Результаты анализов поверхностных вод на Байтуганском месторождении (в рамках ИЭИ 2021 г.)

№№ п/п	Параметры	Норматив ПДК		Количественные показатели		
	Дата отбора	СанПиН 1.2.3685-21	Приказ №552 от 13.12.16г.	10.06.2021г.		12.11.2021 г.
	Местоположение пункта контроля			р. Мокрый Якшигул ПВ-1	р. Окана ПВ-2	р. Мокрый Якшигул ПВ-3
1.	рН	6-9	6-9	7,69±0,2	7,89±0,2	8,14±0,2
2.	Запах, балл 20°C	2		2	3	3
3.	Запах, балл 60°C			3	5	4

Результаты	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
102

							105
4.	Привкус, балл	-	-	3	4	5	
5.	Цветность, градус	20	30	43,1±8,6	39,9±8,0	33,0±6,6	
6.	Сухой остаток, мг/дм3	1000-1500	1000	496,0±44,6	484,0±43,6	632,0±45,9	
7.	Перманганатная окисляемость, мг/дм3	5-7		0,88±0,18	1,08±0,22	1,41±0,28	
8.	Жесткость общая, ° Ж	7-10		9,0±0,8	8,9±0,8	8,6±0,8	
9.	БПК5, мгО2/дм3	4	2,1	2,0±0,28	1,97±0,28	2,06±0,29	
10.	ХПК, мгО2/дм3	30	-	5,7±1,7	7,62±2,29	7,282±2,18	
11.	Растворенный кислород, мг/дм3	4	4-6	9,74±0,24	10,22±0,26	10,81±0,27	
12.	Аммиак и аммоний ион, мг/дм3	1,5/2	0,5	менее 0,5	менее 0,5	менее 0,5	
13.	Нитрат-анион, мг/дм3	45	40	1,38±0,22	1,19±0,19	Менее 0,2	
14.	Нитрит-анион, мг/дм3	3,3	0,08	менее 0,2	менее 0,2	4,0±0,6	
15.	Сульфат-анион, мг/дм3	500	100	49,6±5,0	52,44±5,24	129,4±12,9	
16.	Хлорид-анион, мг/дм3	350	300	95,6±9,6	97,5±9,8	66,3±6,6	
17.	Нефтепродукты, мг/дм3	0,1	0,05	0,038±0,013	0,022±0,008	0,024±0,008	
18.	Поверхностно-активные вещества анионные (АПАВ) мг/дм3		0,1	менее 0,01	менее 0,01	менее 0,01	
19.	Фенолы (общие), мг/дм3	0,001	0,001	менее 0,0005	менее 0,0005	менее 0,0005	
20.	Железо общее, мг/дм3	0,3	0,1	0,13±0,03	0,14±0,03	0,61±0,09	
21.	Марганец, мг/дм3	0,1	0,01	менее 0,005	менее 0,005	0,014±0,005	
22.	Калий, мг/дм3	30	50	1,13±0,23	1,09±0,22	1,6±0,3	
23.	Кальций, мг/дм3		180	102,0±10,2	98,4±9,8	94,4±9,4	
24.	Натрий, мг/дм3	200	120	13,8±1,4	12,44±1,24	17,2±1,7	
25.	Магний, мг/дм3	50	40	48,0±4,8	46,8±4,7	47,2±4,7	
26.	Свинец, мг/дм3	0,01	0,006	менее 0,0002	менее 0,0002	менее 0,0002	
27.	Ртуть, мг/дм3	0,0005	0,00001	менее 0,00004	менее 0,00004	менее 0,00004	
28.	Массовая концентрация гидрокарбонатов, мг/дм3			310,7	259,9	350,8	

Результат	
Подпись	
Имя, № протокола	

						0261-01-00-ОВОС	Лист
							103
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

29.	Массовая концентрация карбонатов, мг/дм ³			менее 6,0	менее 6,0	менее 6,0
30.	Взвешенные вещества, мг/дм ³		10	114,0±11,4	176,0±17,6	842,0±48,2
31.	Медь, мг/дм ³	1		менее 0,0006	0,0008±0,0003	
32.	Мышьяк общий, мг/дм ³	0,01	0,05	менее 0,002	менее 0,002	менее 0,002
33.	Никель, мг/дм ³	0,02	0,01	менее 0,0005	менее 0,0005	менее 0,0005

Оценка современного экологического состояния поверхностных вод в районе изысканий проводилось согласно РД 52.24.643-2002 «Метод комплексной оценки степени загрязненности поверхностных вод по гидрохимическим показателям». Результаты расчетов сведены в таблицу 3.7 и 3.8.

Таблица 3.7 - Расчет комбинаторного индекса загрязненности воды реки Мокрый Якшигул

Ингредиенты и показатели загрязненности	n_i	n'_i	$\alpha_i = \frac{n'_i}{n_i} \cdot 100$ %	S_{α_i}	$\sum \beta_i = \sum_{i=1}^{n'_i} \frac{C_i}{ПДК_i}$	$\bar{\beta}_i$	S_{β_i}	S_i
1	2	3	4	5	6	7	8	9
БПК ₅	1	-	-	-	-	-	-	-
pH	1	-	-	-	-	-	-	-
Cl-	1	-	-	-	-	-	-	-
SO ₄ ²⁻	1	-	-	-	-	-	-	-
Feобщ	1	-	-	-	-	-	-	-
N _{NO₃}	1	-	-	-	-	-	-	-
N _{NO₂}	1	1	100	4	2,5	2,5	2,06	8,24
Mg ²⁺	1	-	-	-	-	-	-	-
Na ⁺	1	-	-	-	-	-	-	-
O ₂	1	1	100	4	2,4	2,4	2,05	8,2
Фенолы	1	-	-	-	-	-	-	-
Нефтепродукты	1	-	-	-	-	-	-	-
N _{NH₄⁺}	1	-	-	-	-	-	-	-
СПАВ	1	-	-	-	-	-	-	-
Ртуть	1	1	100	4	4	4	2,5	10
Ca ²⁺	1	-	-	-	-	-	-	-
K ⁺	1	-	-	-	-	-	-	-
Медь	1	1	-	-	-	-	-	-
Сухой остаток	1	-	-	-	-	-	-	-
Марганец	1	-	-	-	-	-	-	-
Свинец	1	-	-	-	-	-	-	-
ХПК	1	-	-	-	-	-	-	-
Цветность	1	1	100	4	1,4	1,4	1,4	5,6
Мышьяк	1	-	-	-	-	-	-	-
Никель	1	-	-	-	-	-	-	-
Запах	1	1	100	4	1	1	1	4
Перманганатная окисляемость	1	-	-	-	-	-	-	-

Результат №

Подпись

Имя, №, подпись

0261-01-00-ОВОС

Лист

104

Жесткость общая	1	-	-	-	-	-	-	-

Значения комбинаторного индекса загрязненности воды SA в р. Мокрый Якшигул (в районе перехода нефтеколлекторов) определяют как сумму обобщённых оценочных баллов по каждому ингредиенту:

$$SA = 8,24 + 8,2 + 10 + 5,6 + 4 = 36,04.$$

Вычисляем удельный комбинаторный индекс загрязненности воды (УКИЗВ) S'_A :

$$S'_A = \frac{36,04}{28} = 1,28$$

где 28 – это число нормируемых контролируемых показателей.

По значению УКИЗВ (1,28), согласно приложению К РД 52.24.643-2002 определяем класс качества воды – 2-й, разряд «а» (слабо загрязненная). Значения ПДК загрязняющих веществ сравнивались с ПДК для водоёмов рыбохозяйственного значения, согласно Приказа № 552 от 13.12.2016 г.

Таблица 3.8 - Расчет комбинаторного индекса загрязненности воды реки Окана (в районе ДНС-2)

Ингредиенты и показатели загрязненности	n_i	n'_i	$\alpha_i = \frac{n'_i}{n_i} \cdot 100$ %	S_{α_i}	$\sum \beta_i = \sum_{i=1}^{n'_i} \frac{C_i}{ПДК_i}$	$\bar{\beta}_i$	S_{β_i}	S_i
1	2	3	4	5	6	7	8	9
БПК5	1	-	-	-	-	-	-	-
pH	1	-	-	-	-	-	-	-
Cl-	1	-	-	-	-	-	-	-
SO ₄ ²⁻	1	-	-	-	-	-	-	-
Feобщ	1	-	-	-	-	-	-	-
N _{NO₃}	1	-	-	-	-	-	-	-
N _{NO₂}	1	1	100	4	2,5	2,5	2,06	8,24
Mg2+	1	-	-	-	-	-	-	-
Na+	1	-	-	-	-	-	-	-
O2	1	1	100	4	2,56	2,56	2,05	8,2
Фенолы	1	-	-	-	-	-	-	-
Нефтепродукты	1	-	-	-	-	-	-	-
N _{NH₄⁺}	1	-	-	-	-	-	-	-
СПАВ	1	-	-	-	-	-	-	-
Ртуть	1	1	100	4	4	4	2,5	10
Ca2+	1	-	-	-	-	-	-	-
K+	1	-	-	-	-	-	-	-
Медь	1	1	-	-	-	-	-	-
Сухой остаток	1	-	-	-	-	-	-	-
Марганец	1	-	-	-	-	-	-	-
Свинец	1	-	-	-	-	-	-	-
ХПК	1	-	-	-	-	-	-	-
Цветность	1	1	100	4	1,33	1,33	1,33	5,32
Мышьяк	1	-	-	-	-	-	-	-
Никель	1	-	-	-	-	-	-	-
Запах	1	1	100	4	1,5	1,5	1,5	6

Результат

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

105

Перманганатная окисляемость	1	-	-	-	-	-	-	-
Жесткость общая	1	-	-	-	-	-	-	-

Значения комбинаторного индекса загрязненности воды SA в р. Окана (в районе перехода нефтеколлекторов) определяют как сумму обобщённых оценочных баллов по каждому ингредиенту:

$$SA = 8,24 + 8,2 + 10 + 5,32 + 6 = 37,76.$$

Вычисляем удельный комбинаторный индекс загрязненности воды (УКИЗВ) S'_A :

$$S'_A = \frac{37,76}{28} = 1,35$$

где 28 – это число нормируемых контролируемых показателей.

По значению УКИЗВ (1,35), согласно приложению К РД 52.24.643-2002 определяем класс качества воды – 2-й, разряд «а» (слабо загрязненная). Значения ПДК загрязняющих веществ сравнивались с ПДК для водоёмов рыбохозяйственного значения, согласно Приказа № 552 от 13.12.2016 г.

Таким образом, на основании данных анализа современного состояния поверхностных вод можно сделать вывод, что вода в реке Мокрый Якишгул удовлетворяет требованиям СанПиН 1.2.3685-21 к качеству поверхностной воды.

3.7 Почвенные условия. Характеристика существующего уровня загрязнения

3.7.1 Почвенные условия

Байтуганское месторождение расположено в лесостепной зоне Предуральской лесостепной провинции.

Сведения о типах и подтипах почв на участке изысканий приведены согласно почвенным картам Самарской и Оренбургской областей, морфологическим описаниям почвенных профилей участка изысканий, а также сведениям полученным на этапе ранее выполненных инженерно-экологических изысканий для объекта «Строительство сборного нефтепровода от ДНС-1 до УПН Байтуганского нефтяного месторождения (участок от УЗА № 2 до УПН)», представленным ГКУ «Северное лесничество» Оренбургской области, Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области, а также администраций Клявлинского и Камышлинского Самарской области (см. приложение Ю 0261-01-ИЭИ).

Почвенный покров участка изысканий в пределах **Клявлинского района Самарской области** представлен чернозёмами типичными.

Характерными признаками для **типичных черноземов** являются: интенсивное накопление гумуса, темно-серая окраска гумусового горизонта, зернистая структура, выделение карбонатов в верхней части переходного горизонта, отсутствие выделений гипса и легкорастворимых солей. Вскипание наблюдается в нижней части гумусового горизонта "А" или в горизонте "AB".

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							106

По мощности гумусового горизонта черноземы типичные участка изысканий являются среднемощным. Мощность гумусового горизонта в среднем составляет у среднемощных – 40 см.

По механическому составу черноземы на участке изысканий легкоглинистые. Содержание частиц «физической глины» в верхнем горизонте составляет 50,1-64,1 %.

По результатам обследования почвенного профиля были обнаружены включения мелкого щебня.

В границах участка проведения работ черноземы типичные карбонатные распространены на площади 13 376 м².

Название почвы: Черноземы типичные карбонатные

Таблица 3.7.1 – Морфологическое описание почвенного профиля 261-01/1

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A ₁	0-15	Дерновый гумусный слой черного цвета, с включениями корней травянистой растительности, влажный, плотный, комковатой, зернистой структуры, новообразований нет.	-
A	15 - 45	Гумусированный суглинок, коричневого цвета, комковатой структуры с включениями обломков мелкого щебня, новообразований нет, влажный, плотный, переход по окраске постепенный.	20
B	46	Глина, цвет красный, однородной окраски, влажный, плотный, с включениями обломков мелкого щебня, новообразований нет.	-

Тип почвы: суглинистые

Материнская подстилающая порода: лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: не нарушены

Рельеф: равнинный

Растительность: ковыль, мятлик луговой

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,45 м не вскрыты



Рис. 3.7.1 Почвенный разрез (почвенный профиль 261-01/1)

Резан или №

Подп и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

107

Почвенный копров участка изысканий в пределах Камышлинского района Самарской области представлен чернозёмами обыкновенными и чернозёмами типичными карбонатными.

Черноземы обыкновенные по морфологическим признакам несколько отличаются от типичных черноземов. Они имеют менее интенсивную окраску гумусового горизонта, обычно меньшую его мощность, менее отчетливую зернистую и более комковатую структуру.

По содержанию гумуса – черноземы слабогумусовый (содержание гумуса менее 4 %), по мощности – среднемощный (50 см).

Обыкновенные черноземы насыщены Ca^{++} и Mg^{++} и лишь в отдельных случаях в них встречаются следы поглощённого Na^{+} . В связи с такой насыщенностью почвенных коллоидов основаниями рН солевой вытяжки обыкновенных черноземов колеблется около 7,0; нейтральная или близкая к ней реакция в поверхностном горизонте с глубиной переходит в слабощелочную.

В границах участка проведения работ черноземы обыкновенные распространены на площади 36 160 м² (участок трассы нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН, участок трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ №35 до УПН).

Название почвы: Черноземы обыкновенные

Таблица 3.7.2 – Морфологическое описание почвенного профиля 261-01/2

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A ₁	0-5	Дерновый гумусный слой темно-серого цвета, с включениями корней травянистой растительности, влажный, комковатой, зернистой структуры, новообразований нет.	-
A	5 - 53	Гумусированный суглинок, темно-серого цвета, рыхлый, комковатой структуры, новообразований нет, влажный, переход по окраске постепенный.	20
B	54-59	Суглинок коричневого цвета, однородной окраски, вышел под гумусовым слоем, влажный, плотный, новообразований нет.	-

Тип почвы: суглинистые

Материнская подстилающая порода: лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: не нарушены

Рельеф: равнинный

Растительность: мятлик луговой, тимopheевка луговая, клевер красный, мышиный горошек, пижма

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,59 м не вскрыты



Рис. 3.7.2 Почвенный разрез (почвенный профиль 261-01/2)

Результат

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

108

Черноземы типичные карбонатные характеризуются устойчивым вскипанием с поверхности от действия 10 %-ной соляной кислоты, наличием свободных карбонатов по всему почвенному профилю, более светлой окраской гумусового горизонта, непрочной распылённой структурой.

Мощность гумусового горизонта составляет 40 см. По механическому составу данные черноземы –суглинистые. Содержание частиц «физической глины» в верхнем горизонте составляет 46,5 %. По содержанию гумуса черноземы типичные карбонатные – среднегумусные, по мощности – среднемошные.

Реакция почвенного раствора в верхних горизонтах слабощелочная-щелочная (рН 7,88 – 8,82). Обеспеченность подвижным фосфором для всех культур очень низкая, обменным калием – средняя для зерновых и очень низкая для пропашных.

В границах участка проведения работ черноземы типичные карбонатные распространены на площади 3 408 м² (участок трассы нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН, в коридоре с нефтегазосборным трубопроводом от УЗ №35 до УПН, в районе УПН «Байтуганская»).

Название почвы: черноземы типичные карбонатные

Таблица 3.7.3 – Морфологическое описание почвенного профиля 261-01/3

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A1	0-14	Дерновый слой – темно-серый с корнями растений, влажный, плотный, новообразований нет	-
A2B	14 - 40	Слабогумусированный суглинок серо-коричневого цвета, влажный, плотный, комковатой структуры, новообразований нет, встречаются включения щебня белого цвета, переход по окраске постепенный.	20
B	40-48	Суглинок коричневый, с включениями мелкой каменной крошки, полутвердый, однородной окраски, влажный, плотный, новообразований нет.	-

Тип почвы: суглинистые

Материнская подстилающая порода: лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: вырубленная лесная просека

Рельеф: холмисто-увалистый

Растительность: полынь горькая, полынь Австрийская, чертополох, типчак

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,5 м не вскрыты

Рег. инв. №

Подп. и дата

Име. № инв.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

109



Рис. 3.7.3 – Почвенный разрез (почвенный профиль 261-01/3)

Трассы сборных нефтепроводов проходят по территории Северного района Оренбургской области, по землям государственного лесного фонда Верхне-Сокского лесничества ГКУ «Северное лесничество». Согласно лесотаксационному описанию Верхне-Сокского участкового лесничества «Северного лесничества» в районе строительства проектируемого сборного нефтепровода почвенный покров территории представлен, в основном, *чернозёмами выщелоченными среднемошными и чернозёмами обыкновенными среднемошными слабогумусовыми*.

Отличительной особенностью **выщелоченных черноземов** является отсутствие свободных карбонатов в гумусовом горизонте, т.е. карбонаты выщелочены за пределы гумусового горизонта и находятся, чаще всего, в горизонтах ВС и С. Грунтовые воды на массивах распространения этих почв залегают глубже 15 м и никакого участия в почвообразовательных процессах не принимают.

Конкретное морфологическое описание черноземов выщелоченных приводится на примере чернозема выщелоченного среднегумусного среднемошного тяжелосуглинистого. Вскипание от действия 10 %-ной соляной кислоты – со 105 см.

По мощности гумусовых горизонтов (А+АВ) черноземы выщелоченные являются среднемошными видами. Средняя мощность гумусовых горизонтов у несмытых черноземов составляет 47-50 см. По механическому составу черноземы выщелоченные представлены легкоглинистыми, тяжело- и легкосуглинистыми разновидностями. Содержание частиц «физической глины» в верхнем горизонте (Апах) составляет 56,4-61,5 % в легкоглинистых, 40,7-50,0 % в тяжелосуглинистых и 29,2 % в легкосуглинистых разновидностях. По содержанию гумуса черноземы выщелоченные – среднегумусные. В составе обменных катионов главная роль принадлежит кальцию. Реакция почвенного раствора в корнеобитаемом слое – от слабокислой (рН 6,3-6,5) до нейтральной (рН 6,6-6,8).

В границах участка проведения работ черноземы выщелочные распространены на площади 4 336 м².

Таблица 3.7.4 – Морфологическое описание почвенного профиля 0261-01/4

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
А ₀	0-4	Дерновый слой гумуса темно-серого цвета, влажный, рыхлый, новообразования отсутствуют, содержит включения корней травянистой растительности	-

Тип почвы: суглинистые

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Результат №
							Подп. и дата
							Изм. №
							Лист
							110

AB	5 - 25	Темноокрашенный, буряющий книзу горизонт, переход по окраске постепенный, влажный, имеет хорошо выраженную комковатую-ореховую структуру, новообразований нет.	20
B	25-30	Суглинки коричневые полутвердые, уплотненного сложения, новообразований нет.	-

Материнская подстилающая порода: карбонатные лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: не нарушена

Рельеф: равнинный

Растительность: типчак, тысячелистник, чертополох, тонконог

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,3 м не вскрыты



Рис. 3.7.4 - Почвенный разрез (почвенный профиль 0261-01/4)

Основная часть проектируемых объектов обустройства девятой очереди находятся на чернозёмах обыкновенных, которые занимают основную часть Байтуганского нефтяного месторождения в пределах Оренбургской области.

Описание и характеристика черноземов обыкновенных дана выше.

В границах участка проведения работ черноземы обыкновенные распространены на площади 89 185,2 м².

Название почвы: чернозем обыкновенный

Таблица 3.7.5 – Морфологическое описание почвенного профиля 0261-01/5

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A0	0-3	Дерновый слой гумуса темно-серого цвета, влажный, рыхлый, новообразования отсутствуют, содержит включения корней травянистой и древесной и кустарниковой растительности	-
A	4 - 50	Супесь серого цвета, влажный, имеет хорошо выраженную комковатую-ореховую структуру, влажный, новообразований нет, встречаются корни кустарниковой и древесной растительности, переход по окраске постепенный.	20

Тип почвы: суглинистые

Резонанс №	
Подм и дата	
Имя № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

111

В	51	Суглинки делювиальные светло-коричневые полутвердые с прослоями известняков и аргиллитов, плотный, слоистой структуры, новообразований нет.	-

Материнская подстилающая порода: лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: вырубленная лесная просека

Рельеф: холмисто-увалистый

Растительность: типчак, тысячелистник, чертополох, тонконог

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,5 м не вскрыты



Рис. 3.7.4 - Почвенный разрез (почвенный профиль 0261-01/5)

Почвенная карта участка работ представлена в Графическом приложении 0261-01-ИЭИ2.

3.7.1 Геоморфологические и ландшафтные характеристики

По геоморфологическому районированию территория месторождения относится к Восточно-Европейской равнине и равнинам Предуральяского прогиба. В орографическом отношении район относится к Бугульминско-Белебеевскому возвышенно-равнинному округу, к Верхнесокско-Большекинский возвышенно-равнинному району.

Байтуганское месторождение располагается в пределах олигоцен-миоценовой денудационной равнины, сложенной в основном красноцветными образованиями татарского яруса и верхнеказанского подъяруса. Денудационная равнина не представляет единой поверхности, она сохраняется лишь узкими полосами в центральных частях междуречий. Эти массивы ограничены денудационными уступами, средняя крутизна которых составляет 10-12°, высота уступов до 40-60 м. Уступы не всегда четко выражены. В районе Байтуганского месторождения верхняя равнина срезает красноцветные образования татарского яруса и частично верхнеказанского подъяруса. Местами поверхность денудационной равнины бронирована пластами известняков, что способствовало ее сохранению в рельефе.

Современная аллювиальная пойменная терраса протягивается вдоль русел всех рек. Ширина ее колеблется в широких пределах: до 130 м в долине р. Байтуган и 200-1000 м в долине реки Сок. Поверхность пойменных террас обычно ровная, имеет незначительный подъем в сторону коренных пород. Поверхность поймы р. Сок с выраженным микрорельефом. Отложения пойменного аллювия представлены суглинками, супесью, песком, гравием и галькой.

Морфологический облик рельефа исследуемого района представлен сочетанием высоких водоразделов и склонов речных долин. Все реки в пределах месторождения имеют субмеридиональное направление, за исключением верховья р. Байтуган, имеющей

Резонанс №	
Подоб и длина	
Имя № подлн	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

112

субширотное направление. Перепад высот в пределах месторождения составляет порядка 190 м: от 150-155 м в юго-западной части территории до 338,2-347 м на севере.

Поверхности водоразделов имеют грядовый характер, представлены узкими цепочками плоских холмов. Часто поверхности водоразделов волнисто-увалистые от пересекающих балок, лощин, куполообразных и платообразных возвышений. В основной своей массе поверхности водоразделов ориентированы в субмеридиональном направлении. Основной водораздел (Байтугано-Кармалканакский) проходит через все месторождение в его центральной части, протягиваясь с севера на юг (длиной порядка 12-14 км), к этому водоразделу примыкает целый ряд более мелких, причем в северной части площади они ориентированы в разнообразных направлениях, довольно часто субширотно. Ширина водораздельной поверхности составляет от 250 м в южной части площади до 1500 м в северной части. Уклон водораздельных поверхностей изменяется от 10-35 до 100 м на 1 км. Углы наклона поверхностей водоразделов составляют 1-5°. Абсолютные отметки рельефа уменьшаются в юго-западном направлении. На водораздельной поверхности, в контуре месторождения, в северной части площади отмечаются выходы коренных пород.

Вторым геоморфологическим элементом, играющим значительную роль в облике рельефа описываемого района, имеют речные долины. Отличительной чертой долин рек является большая глубина эрозионных врезов. Склоны речных долин занимают значительную площадь в районе Байтуганского месторождения. Склоны северной экспозиции верхнего течения р. Байтуган пологие, крутизна их изменяется от 2° до 10°, склоны южной экспозиции более крутые, часто обрывисты и их крутизна составляет 10°-20°. В среднем течении р. Байтуган склоны речной долины восточной экспозиции пологие, их крутизна изменяется от 2° до 10°, склоны западной экспозиции имеют крутизну от 2° до 15°. Уклон земной поверхности склонов речных долин в пределах Байтуганского месторождения изменяется от 20-25 м до 200 м на 1 км. В северо-западной части описываемого района работ, за пределами контура Байтуганского месторождения, отмечены на склоне речной долины выходы коренных пород.

В гидрологическом отношении рассматриваемая территория относится к Черемшанскому Заволжью. Описываемый район по водности, определяемой по годовому модулю стока, относится в северному горному лесостепному району Оренбургской области, характеризующемуся значительным объемом стока (годовой модуль стока равен 3,5-6 л/с с 1 км²).

Территория Байтуганского месторождения приурочена к правобережному склону долины реки Сок в верхнем течении, занимает водораздел рек Байтуган и Окана – правобережных притоков р. Сок. Кроме них гидрография в данной местности представлена малыми реками, часть которых берут начало на территории месторождения: руч. Кармалка, р. Мокрый Якшигул, р. Сухая Окана, руч. Кибит, а также множество мелких оврагов и балок, пересекающих их долины. Густота речной сети территории месторождения составляет 0,33 км/км².

Территория района Байтуганского нефтяного месторождения по структурно-гидрогеологическому районированию входит в состав Восточно-Бугульминского артезианского бассейна III порядка, входящего в состав Камско-Вятского артезианского бассейна II порядка – составной части Восточно-Русского артезианского бассейна I порядка Восточно-Европейской гидрогеологической области платформы.

По районированию подземного стока зоны свободного водообмена месторождение относится к Сокскому бассейну субрегионального стока, входящему в состав Волжского бассейна регионального стока, относящегося к акватории Каспийского бассейна континентального стока подземных вод.

В ландшафтном отношении Байтуганское месторождение расположено в южной лесостепи, на границе перехода лесостепной зоны в степную.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								113

Район месторождения характеризуется широким распространением лиственных лесов, они занимают 76,7 % площади месторождения развитых на черноземах выщелоченных и типичных темно-серых лесных почвах.

3.7.2 Характеристика существующего уровня загрязнения

В целях оценки современного состояния почвенного покрова в рамках проведения инженерно-экологических изысканий на территории намечаемой деятельности в июне 2021 года был проведен отбор и анализ проб почв. Работы проводились по договору подряда специализированной лабораторией ООО «Лаборатория «ЦСТ» (Аттестат аккредитации № RA.RU.21ЭМ91, дата формирования выписки 05 марта 2020 г.). Пробы отбирались на 65 контрольной площадке:

Точки отбора проб и определяемые показатели были приняты согласно утвержденной программе на инженерно-экологические изыскания. Точки отбора указаны на карте отбора проб (см. карта фактического состояния в графическом приложении):

- Площадки куста скважин №№590, 565, 1004 АГЗУ-40 и 402н + 2 сущ.(402, 403);
- Площадка куста скважин №№1738А, 512н + 1сущ. (скв.1738);
- Площадки скважины №№1749,465,1242н и АГЗУ-10А + 3сущ.(скв. 464, 810, 1637н);
- Площадка куста скважин №№420А, 1079+ 5сущ.(скв.1688, 420, 1685н, 419, 1083);
- Площадки куста скважин №№429А, АГЗУ-14А + 2сущ.(скв. 429, 1678н);
- Площадки куста скважин №№429А, АГЗУ-14А + 2сущ.(скв. 429, 1678н);
- Площадка куста скважин №1750 + 2сущ.(скв. 434, 1665);
- Площадка куста скважин №584А + 1сущ.(скв. 1511);
- Площадка скважины №809А и проект. АГЗУ-49;
- Площадка куста скважин №569 + 1сущ.(скв.408);
- Площадки скважины №№1747, АГЗУ-37 + 3сущ.(скв. 1088, 1093, 1686);
- Площадки куста скважин №1751 и АГЗУ-18А + 5сущ.(скв.803, 1652, 801, 436, 445);
- Площадка куста скважин №№1752, 511+ 2сущ.(скв.1708, 446);
- Площадка куста скважин №№562, 510, АГЗУ-42 + 1 сущ.(скв.1709);
- Площадка куста скважин №564 + 2сущ.(скв. 447, 1707);
- Площадки скважины №571 + 3сущ.(скв. 1240, 1513, 1506);
- Площадки куста скважин №№1007, 1203 + 1667(3оч.);
- Площадки куста скважин №№1014, 1211 и пр.АГЗУ-43 + 1 сущ. (скв. 1076);
- Площадки куста скважин №№572Н, 463н, 1635н и АГЗУ-13Б + 1сущ.(скв. 462);
- Площадки куста скважин №№573, 1019, 581, АГЗУ-50 + 1сущ.(скв.1658);
- Площадка куста скважин №575 + 1сущ.(скв.1526);
- Площадки скважины №576 + 3 сущ.(скв. 1659, 1089, 405) + АГЗУ-27А(сущ.);
- Площадки куста скважин №№1578, 1231 + 2 сущ.(скв.1043, 1582);
- Площадка куста скважин №1024 + 1 сущ.(скв.221);
- Площадки куста скважин №№589, 437, 1620, 1502 и АГЗУ-41;
- Площадка куста скважин №1694Н + 2 сущ.(скв.193, 412);
- Площадка куста скважин №1717 + 2сущ.(скв. 1016, 353);
- Площадка куста скважин №1044 + 2сущ.(скв. 1648, 423);
- Площадка куста скважин №1222 и АГЗУ-47 + 2сущ.(скв.417, 1649);
- Площадка куста скважин №1721Н + 1сущ.(скв. 1514);
- Площадка куста скважин №1586 + 2сущ.(скв. 1651н, 444н);
- Площадка скважины №1214;
- Площадка куста скважин №1647 + 1сущ.(скв. 1657);
- Площадка куста скважин №1025 +1 сущ.(скв.1650);

Или № пролп	Подп и дата	Рези или №							Лист
			0261-01-00-ОВОС						
			114						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- Площадка куста скважин №554 + 1 сущ.(скв. 1634);
- Площадка куста скважин №459н + 1 сущ.(скв.1527н);
- Площадка куста скважин №478 + 5сущ.(скв. 1699, 442, 804, 1640,805) АГЗУ-25;
- Площадка куста скважин №1230 + 2сущ. (скв.1672, 451);
- Площадка куста скважин №1037 + 1 сущ.(скв.1533);
- Площадка ДНС-2;
- Площадка куста скважин №№1599н, 499н, 499Ан АГЗУ-20А + 4сущ.(скв.1059н, 1608, 1716, 821);
- Водовод от скв.421 до БГ-6;
- Водовод от скв.486 до скв.6с;
- Нефтепровод от АГЗУ-11–АГЗУ-14А до УПН (6 точек);
- Нефтепровод от АГЗУ-22 до ДНС-2 (3 точки);
- Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН) (7 точек);

Согласно сведениям, предоставленным письмом ФГБУ «Приволжское УГМС» №10-01-25/2657 от 29.11.2021 г, региональные фоновые значения для тяжелых металлов, бенз/а/пирена, и нефтепродуктов в почве Самарской области не определены (приложение Т 0261-01-ИЭИ2). В связи с этим, в рамках исследования проб почв в октябре 2021 г была отобрана фоновая проба почвы, вне сферы локального антропогенного воздействия. Протокол ООО «Лаборатория «ЦСТ» №17/1148 от 19.11.21г представлен в Приложении В Раздела ОВОС2.1.

Так как ПДК нефтепродуктов отсутствует, сравнение проводится согласно показателям уровней загрязнения земель, основывающимся на предельно допустимых концентрациях нефтепродуктов, к безопасному уровню загрязнения относятся земли с содержанием нефтепродуктов менее 1000 мг/кг. Шкала уровней загрязнения земель нефтепродуктами представлена в таблице 3.14 («Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами», утвержденного Роскомземом от 10.11.93 г и Минприроды РФ от 18.11.1993 г).

Таблица 3.7.6 - Шкала уровней загрязнения земель нефтепродуктами

Элемент, соединение	Содержание (мг/кг), соответствующее уровню загрязнения				
	1 уровень допустимый	2 уровень низкий	3 уровень средний	4 уровень высокий	5 уровень очень высокий
нефть и нефтепродукты	< ПДК	от 1000 до 2000	от 2000 до 3000	от 3000 до 5000	>5000

При сравнении выявленных концентраций нефтепродуктов (в основном <50 мг/кг) с нормативным значением, очевидно, что они очень низкие.

Как показали химические анализы водной вытяжки из образцов: почвы имеют среду от нейтральной до слабощелочной (рН водной вытяжки от 6,88 до 7,82 по площадкам скважин и 6,72 до 7,41 на площадке УПН), содержание бенз/а/пирена от менее 0,005 мг/кг до 0,0068±0,0026 мг/кг.

Фоновое содержание нефтепродуктов в почве составляет 12 мг/кг, по результатам анализа содержание нефтепродуктов в количестве от 0,036±0,014 до 0,23±0,09 мг/г, что соответствует 0,036 -0,230 ПДК. Руководствуясь «Шкалой уровней загрязненности земель нефтепродуктами», почва территории изысканий Байтуганского месторождения соответствует 1-му уровню загрязнения - «допустимый».

Оценка степени химического загрязнения почв на участке изысканий проводилась на основании суммарного показателя химического загрязнителя (ЗС), являющегося индикатором неблагоприятного воздействия на население. Интегральный показатель (ЗС) определяется как сумма коэффициентов концентрации отдельных компонентов загрязнения (КС), по формуле:

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							115

$$ZC = KC1 + \dots KCi + KCn - (n-1), \quad (1)$$

где

ZC – суммарный показатель химического загрязнения;

n – число определяемых компонентов;

KCi – коэффициент концентрации i -го загрязняющего компонента, равный кратности превышения содержания данного компонента над его фоновым значением.

Для загрязняющих веществ природного происхождения коэффициенты концентрации определяют как частное от деления массовой доли загрязнителя на его ПДК.

Оценочная шкала уровней химического загрязнения почв химическими веществами представлена в таблице 5.14 (согласно СанПиН 1.2.3685-21, п.п. 22), шкала уровней загрязнения земель нефтепродуктами в таблице 5.13 (по «Порядку определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами», утвержденного Роскомземом от 10.11.93 г и Минприроды РФ от 18.11.1993 г)).

Оценочная шкала уровней химического загрязнения почв химическими веществами представлена в таблице 3.7.7 и 3.7.8.

Таблица 3.7.7 - Оценочная шкала уровней химического загрязнения почв

Категория загрязнения почв и грунтов	Чистая	Допустимая	Умеренно опасная	Опасная	Чрезвычайно опасная
Суммарный показатель загрязнения (Zc)	-	Менее 16	16-32	32-128	Более 128

Расчетные значения коэффициентов концентрации относительно ОДК (ПДК) для отдельных элементов по результатам лабораторных исследований, суммарные показатели химического загрязнения Zc и оценка степени химического загрязнения почв представлены в таблице 3.7.8.

Таблица 3.7.8 - Оценка степени химического загрязнения почвы

Номер пробы	Концентрация загрязняющих веществ							Zc	Категория загрязнения
	Pb	Cu	Zn	Ni	Cd	As	Hg		
ПДК, ОДК, мг/кг	20	132	220	80	2	10	2,1	Не более 16	
Фоновая проба, мг/кг*	4,16	3,1	8,3	4,9	0,13	0,7	0,92	-	
т.1п	1,4	5,1	3,83	16,4	0,15	1,8	0,64	4,22	Допустимая
т.2п	3,60	1,8	10,4	22,6	0,17	0,74	1,3	5,11	
т.3п	1,4	6,1	3,37	12,4	Менее 0,1	1,9	0,46	3,04	
т.4п	1,6	7,16	5,8	17,4	Менее 0,1	1,4	0,89	4,7	
т.5п	9,4	2,0	4,03	10,1	0,14	0,46	1,1	2,4	
т.6п	3,74	1,1	9,9	24,1	0,31	1,9	0,54	7,03	
т.7п	2,8	8,1	6,3	16,4	Менее 0,1	1,6	0,64	5,16	
т.8п	6,3	11,4	4,16	21,6	Менее 0,1	0,84	1,8	8,02	

Результаты	№
Подпись	
Имя	№ пробы

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
116

т.9п	3,89	7,34	1,6	10,2	0,12	2,0	0,85	4,28	
т.10п	4,9	1,7	10,2	34,1	Менее 0,1	0,36	1,4	6,72	
т.11п	3,0	2,2	6,1	21,2	0,18	1,8	0,56	5,77	
т.12п	8,0	4,29	2,9	30,6	Менее 0,1	0,64	1,2	6,87	
т.13п	2,2	10,10	4,9	24,1	Менее 0,1	0,46	1,34	6,19	Допустимая
т.14п	6,3	3,79	11,6	32,4	Менее 0,1	1,7	0,72	8,72	
т.15п	5,1	8,4	3,2	16,8	Менее 0,1	1,9	1,0	6,33	
т.16п	4,7	2,2	8,1	20,1	0,13	0,69	1,3	4,32	
т.17п	2,7	7,25	5,4	15,4	0,26	1,8	0,52	5,91	
т.18п	9,0	4,06	2,8	11,6	0,16	0,96	0,34	3,44	
т.19п	9,1	2,1	4,3	14,2	Менее 0,1	0,44	1,2	2,99	
т.20п	5,4	1,2	7,18	26,1	Менее 0,1	1,7	0,39	5,48	
т.21п	8,2	11,4	3,2	34,1	0,11	0,63	1,0	9,83	
т.22п	6,4	1,5	2,1	21,8	Менее 0,1	1,7	0,43	4,39	
т.23п	4,11	2,7	10,1	16,4	0,16	0,98	1,4	4,58	
т.24п	2,7	7,29	5,4	31,4	0,20	1,9	0,83	9,2	Допустимая
т.25п	1,3	8,2	4,0	11,6	Менее 0,1	0,42	1,8	3,14	
т.26п	5,4	2,0	1,8	23,4	Менее 0,1	1,6	0,63	4,69	
т.27п	3,5	1,2	8,3	10,3	0,13	1,5	0,86	2,4	
т.28п	6,1	9,4	2,1	18,3	Менее 0,1	0,98	0,34	5,02	
т.29п	1,5	5,0	3,4	14,6	Менее 0,1	1,7	0,55	3,15	
т.30п	4,11	2,2	7,3	29,1	Менее 0,1	0,74	2,0	6,55	
т.31п	0,89	2,2	1,4	10,4	0,11	1,2	0,84	1,77	
т.32п	1,9	6,1	3,1	18,2	0,26	0,74	1,4	5,09	
т.33п	7,11	3,84	4,11	20,4	Менее 0,1	1,8	2,0	7,15	
т.34п	4,26	1,8	9,6	12,4	0,32	0,46	1,7	4,25	
т.35п	6,11	8,0	3,0	24,2	0,18	1,5	0,34	7,24	
т.36п	2,1	1,4	5,1	10,2	Менее 0,1	0,86	1,3	1,05	
т.37п	3,42	1,1	8,1	17,4	0,16	1,9	0,68	4,38	
т.38п	6,1	2,2	3,2	12,4	Менее 0,1	0,86	1,2	2,4	
т.39п	10,6	4,09	1,8	22,6	0,34	1,1	0,54	7,47	

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

117

т.40п	2,2	1,2	5,2	11,6	Менее 0,1	0,44	1,5	0,95	Допустимая
т.41п	2,2	5,3	9,0	15,6	0,13	1,4	0,63	4,18	
т.42п	8,1	2,5	4,29	10,4	Менее 0,1	0,74	1,9	3,33	
т.43п	1,4	8,6	3,1	20,6	Менее 0,1	1,3	0,86	5,24	
т.44п	5,2	2,7	9,4	11,2	0,18	0,64	2,0	4,0	
т.45п	8,1	6,1	2,7	15,4	0,22	0,36	2,0	5,74	
т.46п	4,4	2,5	5,2	24,1	Менее 0,1	1,6	0,74	5,91	Допустимая
т.47п	1,9	9,2	3,4	10,9	0,32	0,72	1,34	4,19	
т.48п	6,1	1,5	2,9	13,4	0,19	1,7	0,54	3,51	
т.49п	2,1	6,1	4,06	13,4	0,13	1,8	0,75	4,08	
т.50п	4,09	2,1	7,34	16,4	0,21	0,84	1,4	4,23	
т.51п	5,5	7,16	3,1	24,1	Менее 0,1	0,64	1,9	6,67	
т.52п	6,2	3,1	1,8	12,4	0,11	1,8	0,54	3,26	
т.53п	2,7	4,11	5,1	16,2	Менее 0,1	0,92	1,1	3,16	
т.54п	3,74	1,8	1,8	18,1	0,29	1,7	0,46	4,58	Допустимая
т.55п	1,1	4,16	2,7	23,4	Менее 0,1	1,4	0,86	4,43	
т.56п	4,09	2,1	7,64	10,2	0,14	0,36	1,5	1,88	
т.57п	1,6	5,2	2,6	14,2	Менее 0,1	1,3	0,83	2,82	
т.58п	8,2	2,2	3,74	9,4	Менее 0,1	0,63	0,39	1,14	
т.59п	1,4	6,2	4,17	18,4	Менее 0,1	1,6	0,59	4,74	
т.60п	9,4	3,1	1,9	20,4	0,24	2,0	1,4	7,87	Допустимая
Среднее значение Zс:								4,73	
Примечание - * данные представлены согласно протокола №17/1148 от 30.11.21г									

В результате выполнения анализов проб почв, суммарный показатель загрязнения (ZC)<16, категорию загрязнения почв следует считать допустимой.

Согласно требованиям п. IV, таблицы 4.6 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» оценка загрязнения почв проводится в соответствии с химическими и санитарно-эпидемическими показателями почв, представленными в таблице 3.7.9.

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

118

Таблица 3.7.9 - Оценочная шкала уровней микробиологического загрязнения почв

Категория загрязнения почв и грунтов	Чистая	Допустимая	Умеренно опасная	Опасная	Чрезвычайно опасная
Оценка степени эпидемической опасности почвы:					
Обобщенные колиформные бактерии (ОКБ) в том числе E.coli КОЕ/г	0	1-9	10-99	100 и более	-
Энтерококки (фекальные) КОЕ/г	0	1-9	10-99	100 и 999	1000 и более
Патогенные бактерии, в т.ч. сальмонеллы КОЕ/г	0	0	0	1-99	100 и более
Жизнеспособные яйца и личинки гельминтов опасные для человека и животных, экз/кг	0	1-9	10-99	100-999	1000 и более

Ниже представлена характеристика санитарного состояния почвенного покрова участков изысканий на территории зон санитарной охраны хозяйственно-питьевого водозабора. По исследованным санитарно-бактериологическим показателям (таблица 5.17) образцы (пробы) почвенного покрова соответствуют требованиям п. IV пп.24, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Проектируемые объекты попадают в границы II и III зон санитарной охраны источников водоснабжения Ново-Усмановского водозабора.

Чтобы оценить санитарное состояние почвы в процессе изысканий были отобраны пять проб почвы с территории УПН и за площадкой УПН на микробиологические показатели:

- т.1п.м. Площадка РВС-3 2000 м³;
- т.2п.м. В границе пояса ЗСО скв.16;
- т.3п.м. Площадка РВС-1/2, в границе III пояса ЗСО скв. 16,17;
- т.4п.м. Нефтепровод от АГЗУ-14 до УПН в зоне ЗСО скв. 16,17;
- т.5п.м. Нефтепровод от ДНС-2 до УПН в границах III пояса ЗСО скв. 16,17.

Результаты исследований бактериологического и гельминтологического исследования почвы представлены в таблице 3.7.10.

Рез. инв. №

Подп. и дата

Изм. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

119

Таблица 3.7.10 – Результаты исследований бактериологического и гельминтологического исследования почвы

№ пробы	Показатели, кл/г			
	Индекс БГКП	Индекс энтерококков	Патогенных бактерий, в т.ч. сальмонеллы	Яйца и личинки гельминтов и цисты патогенных простейших
т.1п.м	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
т.2п.м	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
т.3п.м	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
т.4п.м	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
т.5п.м	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено

Гигиеническое состояние почв благополучное, почвы не загрязнены гельминтами и не содержат патогенные бактерии.

Проведёнными исследованиями установлено, что существующее состояние почвенного покрова достаточно благоприятное. Состояние почв не препятствует проведению проектных работ.

Согласно гигиеническому заключению, образцы почвы с земельного участка под проектируемое строительство, соответствуют по исследованным санитарно-бактериологическим, паразитологическим и санитарно-энтомологическим показателям требованиям п. IV СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (Приложение Ц).

Полные протоколы исследований приведены в Приложении Г Раздела ОВОС2.1.

3.8 Радиационные условия

На территории Байтуганского месторождения ежегодно проводились радиометрические исследования в рамках ведомственного контроля.

Кроме того, на территории Байтуганского месторождения неоднократно проводились радиометрические исследования с целью инженерных изысканий непосредственно по очередям реконструкции.

В целях оценки радиационной обстановки в июне 2021г. в рамках инженерных изысканий к настоящему проекту обустройства Байтуганского месторождения сотрудниками аккредитованной Лабораторией радиационного контроля ООО «Лаборатория «ЦСТ»» (аттестат аккредитации в реестре RA.RU.21ЭМ91 от 23.09.17г) были проведены радиационные обследования.

В рамках радиационного обследования были выполнены следующие виды работ:

- маршрутная гамма-съёмка с определением мощности эквивалентной дозы гамма-излучения с поверхности исследуемой территории по СП 47.13330.2016;
- исследование почвенного покрова земельных участков под проектируемые объекты, определение удельной эффективной активности Аэфф;

Результат	
Подпись	
Имя	№

						0261-01-00-ОВОС	Лист
							120
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласно карте отбора проб (см. карта современного состояния в графических приложениях):

- Площадки куста скважин №№590, 565, 1004 АГЗУ-40 и 402н + 2 сущ.(402, 403);
- Площадка куста скважин №№1738А, 512н + 1сущ. (скв.1738);
- Площадки скважины №№1749,465,1242н и АГЗУ-10А + 3сущ.(скв. 464, 810, 1637н);
- Площадка куста скважин №№420А, 1079+ 5сущ.(скв.1688, 420, 1685н, 419, 1083);
- Площадки куста скважин №№429А, АГЗУ-14А + 2сущ.(скв. 429, 1678н);
- Площадки куста скважин №№429А, АГЗУ-14А + 2сущ.(скв. 429, 1678н);
- Площадка куста скважин №1750 + 2сущ.(скв. 434, 1665);
- Площадка куста скважин №584А + 1сущ.(скв. 1511);
- Площадка скважины №809А и проект. АГЗУ-49;
- Площадка куста скважин №569 + 1сущ.(скв.408);
- Площадки скважины №№1747, АГЗУ-37 + 3сущ.(скв. 1088, 1093, 1686);
- Площадки куста скважин №1751 и АГЗУ-18А + 5сущ.(скв.803, 1652, 801, 436, 445);
- Площадка куста скважин №№1752, 511+ 2сущ.(скв.1708, 446);
- Площадка куста скважин №№562, 510, АГЗУ-42 + 1 сущ.(скв.1709);
- Площадка куста скважин №564 + 2сущ.(скв. 447, 1707);
- Площадки скважины №571 + 3сущ.(скв. 1240, 1513, 1506);
- Площадки куста скважин №№1007, 1203 + 1667(3оч.);
- Площадки куста скважин №№1014, 1211 и пр.АГЗУ-43 + 1 сущ. (скв. 1076);
- Площадки куста скважин №№572Н, 463н, 1635н и АГЗУ-13Б + 1сущ.(скв. 462);
- Площадки куста скважин №№573, 1019, 581, АГЗУ-50 + 1сущ.(скв.1658);
- Площадка куста скважин №575 + 1сущ.(скв.1526);
- Площадки скважины №576 + 3 сущ.(скв. 1659, 1089, 405) + АГЗУ-27А(сущ.);
- Площадки куста скважин №№1578, 1231 + 2 сущ.(скв.1043, 1582);
- Площадка куста скважин №1024 + 1 сущ.(скв.221);
- Площадки куста скважин №№589, 437, 1620, 1502 и АГЗУ-41;
- Площадка куста скважин №1694Н + 2 сущ.(скв.193, 412);
- Площадка куста скважин №1717 + 2сущ.(скв. 1016, 353);
- Площадка куста скважин №1044 + 2сущ.(скв. 1648, 423);
- Площадка куста скважин №1222 и АГЗУ-47 + 2сущ.(скв.417, 1649);
- Площадка куста скважин №1721Н + 1сущ.(скв. 1514);
- Площадка куста скважин №1586 + 2сущ.(скв. 1651н, 444н);
- Площадка скважины №1214;
- Площадка куста скважин №1647 + 1сущ.(скв. 1657);
- Площадка куста скважин №1025 +1 сущ.(скв.1650);
- Площадка куста скважин №554 + 1 сущ.(скв. 1634);
- Площадка куста скважин №459н + 1 сущ.(скв.1527н);
- Площадка куста скважин №478 + 5сущ.(скв. 1699, 442, 804, 1640,805) АГЗУ-25;
- Площадка куста скважин №1230 + 2сущ. (скв.1672, 451);
- Площадка куста скважин №1037 + 1 сущ.(скв.1533);
- Площадка ДНС-2;
- Площадка куста скважин №№1599н, 499н, 499Ан АГЗУ-20А + 4сущ.(скв.1059н, 1608, 1716, 821);
- Водовод от скв.421 до БГ-6;
- Водовод от скв.486 до скв.6с;
- Нефтепровод от АГЗУ-11–АГЗУ-14А до УПН (6 точек);
- Нефтепровод от АГЗУ-22 до ДНС-2 (4 точки);

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							121

- Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН) (7 точек);
- УПН, площадка РВС-1/2, в границе III пояса ЗСО скв.16, 17.
- УПН, площадка ЭДГ-1,2;
- УПН, площадка ПП-0,63 №2;
- УПН, площадка теплообменников Т-3,4,5,6;
- УПН, площадка РВС-№3 2000м3.

Измерения мощности дозы гамма-излучения (МЭД) в режиме маршрутной радиационной съёмки и в контрольных точках проведены с помощью дозиметра-радиометра ДКС АТ 1123 (заводской номер 50687. Данные о проверке № 15-03-2021/44967163 от 15.03.2021г. до 14.03.2022г.) по методике МУ 2.6.1.2398-08. Общее количество точек измерения МЭД при пешеходной съёмке составило – 360 измерений.

Максимальные зафиксированные показатели МЭД гамма-излучения с поверхности грунта по трассам трубопроводов составили $0,150 \pm 0,022$ мкЗв/ч.

Измерения активности проведены с помощью бетта-гамма спектрометрического комплекса с альфа-радиометром «Прогресс-БГ-АР», заводской номер 1414/1418 (данные о проверке № 07-05-2021/619967790 от 07.05.2021 по 06.05.2022 г). В пробах почвы определялась активность К-40, Th-232, Ra-226, Cs-137, Аэфф. Зафиксированные показатели по всем определениям представлены в таблице 3.8.1.

Таблица 3.8.1 - Максимальные зафиксированные показатели определяемых радионуклидов в почве

Номер контрольной площадки	Точки контроля	Показатель		Почва
т.1п	Площадки куста скважин №№590, 565, 1004 АГЗУ-40 и 402н + 2 сущ.(402, 403)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	16,7961
			Th-232	17,7810
			K-40	763,0
		Аэфф, Бк/кг		88,1
т. 2п	Площадка куста скважин №№1738А, 512н + 1сущ. (скв.1738)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,8558
			Ra-226	12,1363
			Th-232	19,7839
			K-40	831,0
		Аэфф, Бк/кг		112,6
т.3п	Площадки скважины №№1749,465,1242н и АГЗУ-10А + 3сущ.(скв. 464, 810, 1637н)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,6209
			Th-232	17,6944
			K-40	801,0
		Аэфф, Бк/кг		104,7
т.4п	Площадка куста скважин №№420А, 1079+ 5сущ.(скв.1688, 420, 1685н, 419, 1083)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	11,5406
			Th-232	18,3409
			K-40	684,1
		Аэфф, Бк/кг		112,4
т.5п			Cs-137	3,1144

Результаты

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

122

	Площадки куста скважин №№429А, АГЗУ-14А + 2сущ.(скв. 429, 1678Н)	активность, Бк/кг	Ra-226	14,2264
			Th-232	19,2516
			K-40	594,1
		Аэфф, Бк/кг		94,6
т.6п	Площадки куста скважин №№429А, АГЗУ-14А + 2сущ.(скв. 429, 1678Н)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,1682
			Th-232	20,1134
			K-40	346,1
		Аэфф, Бк/кг		82,1
т.7п	Площадка куста скважин №1750 + 2сущ.(скв. 434, 1665)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	12,8411
			Th-232	25,3406
			K-40	524,0
		Аэфф, Бк/кг		109,0
т.8п.	Площадка куста скважин №584А + 1сущ.(скв. 1511)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,1406
			Th-232	13,1109
			K-40	364,1
		Аэфф, Бк/кг		83,1
т.9п.	Площадка скважины №809А и проект. АГЗУ-49	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1473
			Ra-226	14,0689
			Th-232	20,1683
			K-40	474,0
		Аэфф, Бк/кг		86,1
т.10п	Площадка куста скважин №569 + 1сущ.(скв.408)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	12,7416
			Th-232	23,1106
			K-40	531,0
		Аэфф, Бк/кг		98,1
т.11п	Площадки скважины №№1747, АГЗУ-37 + 3сущ. (скв. 1088, 1093, 1686)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,2506
			Ra-226	16,9603
			Th-232	22,0493
			K-40	279,0
		Аэфф, Бк/кг		68,4
т.12п	Площадки куста скважин №1751 и АГЗУ-18А + 5сущ. (скв.803, 1652, 801, 436, 445)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,7523
			Th-232	18,7409
			K-40	734,1
		Аэфф, Бк/кг		85,4
т.13п	Площадка куста скважин №№1752,	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1406
			Ra-226	13,4611

Резонанс №

Подоб и дата

Имя № протокола

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

123

	511+ 2сущ. (скв.1708, 446)		Th-232	17,0446
			K-40	574,1
		Аэфф, Бк/кг		
т.14п	Площадка куста скважин №№562, 510, АГЗУ-42 + 1 сущ.(скв.1709)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	18,3546
			Th-232	15,7430
			K-40	379,0
		Аэфф, Бк/кг		
т.15п	Площадка куста скважин №564 + 2сущ. (скв. 447, 1707)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	16,1584
			Th-232	22,4461
			K-40	264,1
		Аэфф, Бк/кг		
т.16п	Площадки скважины №571 + 3сущ. (скв. 1240, 1513, 1506)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1144
			Ra-226	11,1236
			Th-232	23,1729
			K-40	289,0
		Аэфф, Бк/кг		
т.17п	Площадки куста скважин №№1007, 1203 + 1667(3оч.)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,6411
			Th-232	17,7045
			K-40	774,0
		Аэфф, Бк/кг		
т.18п	Площадки куста скважин №№1014, 1211 и пр.АГЗУ-43 + 1 сущ.(скв. 1076)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,5904
			Th-232	19,7436
			K-40	541,4
		Аэфф, Бк/кг		
т.19п	Площадки куста скважин №№572Н, 463Н, 1635Н и АГЗУ-13Б + 1сущ.(скв. 462)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	13,1164
			Th-232	20,1696
			K-40	689,1
		Аэфф, Бк/кг		
т.20п	Площадки куста скважин №№573, 1019, 581, АГЗУ-50 + 1сущ.(скв.1658)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,9604
			Th-232	12,4611
			K-40	474,0
		Аэфф, Бк/кг		
т.21п	Площадка куста скважин №575 + 1сущ.(скв.1526)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	11,1239
			Th-232	24,0831

Резан или №

Подан и дата

Или № подлн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

124

			К-40	254,0
		Аэфф, Бк/кг		104,0
т.22п	Площадки скважины №576 + 3 сущ.(скв. 1659, 1089, 405) + АГЗУ-27А(сущ.)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,2414
			Ra-226	14,1764
			Th-232	19,6311
			К-40	674,0
		Аэфф, Бк/кг		88,1
т.23п	Площадки куста скважин №№1578, 1231 + 2 сущ.(скв.1043, 1582)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,1168
			Th-232	18,3409
			К-40	869,0
		Аэфф, Бк/кг		114,1
т.24п	Площадка куста скважин №1024 + 1 сущ.(скв.221)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	15,1168
			Th-232	17,1609
			К-40	482,0
		Аэфф, Бк/кг		84,1
т.25п	Площадки куста скважин №№589, 437, 1620, 1502 и АГЗУ-41	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	16,1454
			Th-232	22,3462
			К-40	246,0
		Аэфф, Бк/кг		64,1
т.26п	Площадка куста скважин №1694Н + 2 сущ.(скв.193, 412)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,9634
			Ra-226	18,3445
			Th-232	15,8429
			К-40	275,2
		Аэфф, Бк/кг		54,1
т.27п	Площадка куста скважин №1717 + 2сущ.(скв. 1016, 353)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	12,4674
			Th-232	15,4784
			К-40	504,8
		Аэфф, Бк/кг		124,1
т.28п	Площадка куста скважин №1044 + 2сущ. (скв. 1648, 423)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,8402
			Th-232	11,4406
			К-40	284,0
		Аэфф, Бк/кг		75,2
т.29п	Площадка куста скважин №1222 и АГЗУ-47 + 2сущ. (скв.417, 1649)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,4655
			Ra-226	16,8511
			Th-232	14,4784
			К-40	372,1

Резан или №

Подм и лист

Или № подлн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

125

		Аэфф, Бк/кг		84,1
т.30п	Площадка куста скважин №1721Н + 1сущ. (скв. 1514)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,8903
			Th-232	13,5644
			K-40	265,0
		Аэфф, Бк/кг		80,6
т.31п	Площадка куста скважин №1586 + 2сущ.(скв. 1651н, 444н)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,5808
			Th-232	19,7626
			K-40	756,0
		Аэфф, Бк/кг		87,2
т.32п	Площадка скважины №1214	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,3402
			Th-232	16,3406
			K-40	582,4
		Аэфф, Бк/кг		90,6
т.33п	Площадка куста скважин №1647 + 1сущ.(скв. 1657)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1144
			Ra-226	14,1682
			Th-232	18,0363
			K-40	654,0
		Аэфф, Бк/кг		79,2
т.34п	Площадка куста скважин №1647 + 1сущ.(скв. 1657)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,8211
			Th-232	12,8942
			K-40	464,1
		Аэфф, Бк/кг		78,4
т.35п	Площадка куста скважин №554 + 1сущ.(скв. 1634)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,5439
			Th-232	14,2039
			K-40	394,8
		Аэфф, Бк/кг		83,5
т.36п	Площадка куста скважин №459Н + 1сущ.(скв.1527Н)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	11,1268
			Th-232	24,0926
			K-40	246,1
		Аэфф, Бк/кг		96,4
т.37п	Площадка куста скважин №478 + 5сущ.(скв. 1699, 442, 804, 1640,805) АГЗУ-25	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,6804
			Th-232	20,1196
			K-40	634,1
		Аэфф, Бк/кг		62,4

Резан или №

Подан и дата

Или № подлн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

126

т.38п	Площадка куста скважин №1230 + 2сущ. (скв.1672, 451)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1684
			Ra-226	12,8413
			Th-232	18,1454
			K-40	594,1
		Аэфф, Бк/кг		124,0
т.39п	Площадка куста скважин №1037 + 1 сущ.(скв.1533)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,8447
			Th-232	23,8174
			K-40	578,0
		Аэфф, Бк/кг		97,8
т.40п	Площадка ДНС-2	активность, Бк/кг	Cs-137	3,4516
			Ra-226	20,2416
			Th-232	24,1636
			K-40	536,04
		Аэфф, Бк/кг		120,6
т.41п	Площадка куста скважин №№1599н, 499н, 499Ан АГЗУ-20А + 4сущ.(скв.1059н, 1608, 1716, 821)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	18,3445
			Th-232	15,8429
			K-40	248,97
		Аэфф, Бк/кг		94,1
т.42п	Водовод от скв.421 до БГ-6	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	16,1454
			Th-232	22,3462
			K-40	254,1
		Аэфф, Бк/кг		104,0
т.43п	Водовод от скв.486н до скв.6с	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,7446
			Th-232	14,4624
			K-40	369,2
		Аэфф, Бк/кг		64,3
т.44п	Нефтепровод от АГЗУ-11–АГЗУ-14А до УПН	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	12,9316
			Th-232	26,7924
			K-40	503,6
		Аэфф, Бк/кг		114,4
т.45п	Нефтепровод от АГЗУ-11–АГЗУ-14А до УПН	активность, Бк/кг	Cs-137	3,0213
			Ra-226	14,0534
			Th-232	20,4429
			K-40	484,2
		Аэфф, Бк/кг		76,4
т.46			Cs-137	Менее 3,0

Резан или №

Подм и дата

Или № подлн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

127

	Нефтепровод от АГЗУ-11-АГЗУ-14А до УПН	активность, Бк/кг	Ra-226	9,6402
			Th-232	11,4234
			K-40	275,4
		Аэфф, Бк/кг		55,4
т.47п	Нефтепровод от АГЗУ-11-АГЗУ-14А до УПН	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	12,4681
			Th-232	15,4689
			K-40	504,8
		Аэфф, Бк/кг		126,0
т.48п	Нефтепровод от АГЗУ-11-АГЗУ-14А до УПН	активность, Бк/кг	Cs-137	4,7094
			Ra-226	11,4309
			Th-232	15,9426
			K-40	366,1
		Аэфф, Бк/кг		83,2
т.49п	Нефтепровод от АГЗУ-11-АГЗУ-14А до УПН	активность, Бк/кг	Cs-137	3,9634
			Ra-226	18,3445
			Th-232	15,8429
			K-40	275,2
		Аэфф, Бк/кг		74,2
т.50п	Нефтепровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	20,6582
			Th-232	24,1145
			K-40	536,1
		Аэфф, Бк/кг		88,4
т.51п	Нефтепровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,2054
			Th-232	16,1502
			K-40	372,1
		Аэфф, Бк/кг		68,4
т.51п	Нефтепровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,3280
			Th-232	18,9601
			K-40	870,0
		Аэфф, Бк/кг		112,3
т.53п	Нефтепровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1644
			Ra-226	10,1134
			Th-232	24,1632
			K-40	284,1
		Аэфф, Бк/кг		59,4
т.54п	Напорный нефтепровод от	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,9729

Резан или №

Подм и лист

Или № подлн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

128

	ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)		Th-232	17,2483
			K-40	564,1
		Аэфф, Бк/кг		123,0
т.55п	Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)	активность, Бк/кг	Cs-137	4,7094
			Ra-226	11,4309
			Th-232	15,9422
			K-40	384,1
		Аэфф, Бк/кг		74,1
т.56п	Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,3411
			Ra-226	17,8906
			Th-232	15,4632
			K-40	401,4
		Аэфф, Бк/кг		86,4
т.57п	Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,5689
			Th-232	11,1246
			K-40	311,6
		Аэфф, Бк/кг		69,4
т.58п	Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	13,4639
			Th-232	16,5974
			K-40	411,0
		Аэфф, Бк/кг		78,4
т.59п	Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	16,1679
			Th-232	22,3446
			K-40	246,9
		Аэфф, Бк/кг		58,4
т.60п	Напорный нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,6406
			Th-232	12,4611
			K-40	406,2
		Аэфф, Бк/кг		78,3

Кроме того, в рамках изысканий к данному проекту 2018 году были проведены лабораторные измерения радиационного качества воды из реки Мокрый Якшигул 50 м выше/ниже по течению места изысканий. Были отобраны две пробы воды. В пробах определялись суммарная объёмная активность α - и β -излучающих нуклидов. Измерения производились альфа-бета радиометр УФМ-2000, заводской №1115 (свидетельство о поверке № Ф 13.41, выдано НПП «ДОЗА», действ. до 10.04.2019г.) и «Гамма-спектрометр NaI» спектрометрического комплекса «Прогресс-БГ-АР» заводской №0845-Ар-Б-Г (свидетельство о поверке №42010.3.Л015 до 23.08.2017г.). В результате исследований альфа- и бета-

Результаты

Подпись

Имя

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

129

активности поверхностной воды в исследуемых точках на реке Мокрый Якшигул превышений нормативных показателей не выявлено. Результаты представлены в таблице 3.8.2.

Таблица 3.8.2 – Результаты радиационных исследований поверхностных водотоков

Наименование показателя, Бк/кг.	р. Мокрый Якшигул т.1	р. Мокрый Якшигул т.2	Допустимый уровень
Уд.сум. α -активность	0,0007 $\pm$ 0,0004	0,0005 $\pm$ 0,0003	0,2
Уд.сум. β -активность	0,010 $\pm$ 0,001	менее 0,0009	1,0

В результате всех выше перечисленных исследований установлено:

а) Локальных превышений мощности дозы гамма-излучения (МЭД) по результатам проведения маршрутной съёмки не выявлено;

б) Измерения МЭД не превышают фоновых значений в данной местности (с. Новое Усманово и с Берёзовая Поляна) среднегодовое 0,11 мкЗв/ч, максимальное 0,16 мкЗв/ч, согласно писем ФГБУ «Приволжское УГМС» №10-05-03/475 от 10.03.2022г. (см. Приложение В);

в) МЭД гамма-излучения в контрольных точках не превышает допустимую по СанПиН 2.6.1.2800-10 и СП 2.6.1.2612-10 (ОСПОРБ-99/2010) для земельных участков под строительство объектов производственного значения;

г) значения определяемых радионуклидов – цезий-137, радий-226, торий-232, калий-40 в отобранных пробах почв не превышают величин уровня вмешательства, приведённых в п. 4 и приложении 2 СанПиН 2.6.1.2523 (НРБ-99/2009), СП 2.6.1.2612-10 (ОСПОРБ-99/2010) (Прил.3), а также значений, соответствующих 1 категории производственных отходов по п.6.2 СанПиН 2.6.1.2800-10;

д) значения удельной суммарной альфа- и бета-активности не превышают допустимых уровней для питьевой воды по п. 5.3.5 СанПиН 2.6.1.2523-09 (ОСПОРБ-99/2010).

В результате проведенных исследований установлено, что содержание естественных радионуклидов в пробах грунта и поверхностной воды на обследованной территории находится в пределах нормативных значений согласно СанПиН 2.6.1.2523 (НРБ-99/2009), СП 2.6.1.2612-10 (ОСПОРБ-99/2010).

Копии протоколов проведения дозиметрического и радиометрического контроля представлены в приложении Г раздела ОВОС2.1.

В рамках ведомственного контроля, в сентябре 2020г., на технологической площадке Байтуганского месторождения силами аккредитованной лаборатории Тольяттинского филиала АО «ДАР/ВОДГЕО» (аттестат аккредитации в реестре №РА.RU.21АЖ18 от 18.01.2016г) проводился радиационный контроль территории, оборудования, почвы и воды.

Значения удельной суммарной альфа- и бета-активности воды скважин №№16,17 не превышают допустимых уровней для питьевой воды по п. 5.3.5 СанПиН 2.6.1.2523-09 (ОСПОРБ-99/2010). В соответствии с НРБ-99/2009 безопасный уровень суммарной альфа-активности составляет 0,2 Бк/кг, а суммарной бета-активности 1Бк/кг.

Были произведены измерения эффективной дозы гамма-излучения (МЭД) на производственных объектах ДНС-1,2, АГЗУ и добывающих скважин.

Согласно проведенным дозиметрическим измерениям следует, что максимальная мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории обследуемых объектов составляет **0,13 мкЗв/ч**, что не превышает требований ОСПОРБ-99/2010 СП 2.6.1.2612-10 п. 5.2.3. (**не более 0,6 мкЗв/ч**), для территорий предназначенных под строительство зданий и сооружений производственного назначения.

Таким образом, в результате обследования, загрязнения почвы естественными и

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							130

техногенными радионуклидами в пробах почвы, отобранных на территории объекта – не обнаружено.

По результатам проведенных исследований 2018 – 2020 годов можно сделать следующие выводы:

- мощность дозы гамма-излучения на территории и на поверхности оборудования обследованных объектов не превышает допустимых уровней по п. 4.2 СанПиН 2.6.1.2800-10; локальных превышений МЭД при измерениях в поисковом режиме не выявлено;
- плотность потока радона в местах отбора проб не превышает допустимой для строительства производственных зданий по п. 5.1. ОСПОРБ-99 (250 мБк/м²*с);
- значение удельной суммарной альфа- и бета- активности в пробах воды не превышают допустимых величин, приведённых в СанПиН 2.1.5.980-00 (приложение 1) и в п. 5.3.5. СанПиН 2.6.1.2523 (НРБ-99/2009);
- гамма-спектрометрические исследования проб пластовой воды показали, что значения определяемых радионуклидов ¹³⁷Cs, ²²⁶Ra, ²³²Th, ⁴⁰K не превышают величин уровня вмешательства (УВ), приведённых в приложении П-2 Норм радиационной безопасности (НРБ-99);
- содержание нормируемых радионуклидов в грунте находится в пределах фоновых значений, характерных для грунтов на территории Оренбургской и Самарской области;
- поверхностная активность техногенного радионуклида цезий-137 в почве во всех обследованных точках не превышает фоновых значений для глобальных выпадений на территории Оренбургской и Самарской области.

За 3 года наблюдений изменений радиационной обстановки на исследованной территории не отмечено.

3.9 Оценка территории по физическим факторам

К факторам негативного физического воздействия на окружающую среду относятся:

- акустическое воздействие;
- воздействие электромагнитного излучения промышленной частоты 50 Гц.

Для оценки фонового уровня шума, электрического и магнитного полей, создаваемых существующими источниками акустического и электромагнитного воздействия, в районе работ были проведены замеры эквивалентного уровня шума и ЭМП на территории УПН Байтуганского месторождения, северная граница с. Новое Усманово Камышлинского района Самарской области.

Измерения физических факторов были проведены сотрудниками аккредитованной лаборатории ООО «Лаборатория «ЦСТ», по договору-подряда, в ноябре 2021 г.

Протоколы проведенных измерений представлены в Приложении Б1 Книги 2.2 0261-01-00-ОВОС2.2. Пункты контроля отмечены на карте современного экологического состояния (см. графическую часть отчета по результатам инженерно-экологических изысканий 261-01-ИЭИ, лист 6).

Замер акустического воздействия осуществлялся в дневное время суток, поэтому оценка результатов проведенных измерений проводилась по значениям ПДУ для дневного времени суток (с 7.00 до 23.00 ч.), согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (см. таблицу 5.209).

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							131

Таблица 3.9.1 – Результаты замеров непостоянного шума

Назначение помещений или территорий	Время суток	Уровни звукового давления (эквивалентные уровни звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц*									Уровень звука LA (эквивалентные уровни звука LAэ кв), дБА	Максимальный уровень звука, LAmax. дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
СанПиН 1.2.3685-21 «Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов, пансионатам»	7.00-23.00	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
К.т.№1	15.30-16.00										45	57

Полученные результаты измерений показали, что фоновый уровень шума на границе населённого пункта находятся ниже предельно-допустимых уровней, установленных СанПиН 1.2.3685-21.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты 50 Гц установлены СанПиН 1.2.3685-21 (табл. 5.41). Результаты проведенных замеров приведены в таблице 39.2.

Таблица 3.9.2 – Результаты замеров электрических и магнитных полей промышленной частоты 50 Гц

Место проведения исследований (испытаний) и измерений,	Высота измерения, м	Результаты исследований (испытаний) и измерений			
		Напряженность ЭМП по электрической составляющей, кВ/м		Магнитная индукция, мкТл	
		факт	ПДУ*	факт	ПДУ*
К.т.№1	0,5	0,51; 0,53	≤1,0	2,0; 2,2	10,0
	1,5	0,50; 0,52	≤1,0	2,2; 2,3	10,0
	1,8	0,60; 0,62	≤1,0	2,1; 2,2	10,0

*-СанПиН 1.2.3685-21 Табл. 5.41 п.п 3. «На территории жилой застройки»

Согласно результатам проведенных исследований, уровень электрических и магнитных полей промышленной частоты 50 Гц на границе населённого пункта не превышает санитарно-гигиенических нормативов, установленных СанПиН 1.2.3685-21.

Результат	
Подпись	
Имя	№ документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

132

3.10 Социально-экономическая ситуация района

Данные о социально-экономических условиях рассматриваемой территории приводятся по состоянию на 01.01.2020 г, в соответствии с официальных сайтов Муниципальных образований Оренбургской области Северного района (se@mail.orb.ru), Самарской области Камышлинского района (kamadm63@mail.ru) и Клявлинского района (klvadm.ru).

Байтуганское месторождение расположено в трех административных районах: Северном районе Оренбургской области, в Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области.

На площади месторождения (в западной части) расположено небольшое село Березовая поляна Камышлинского района, сёла Ерилкино Клявлинского района и Красный Яр Камышлинского района примыкают к северо-западной и западной границам контура месторождения. Сёла Камышлинского района Новое Усманово и Татарский Байтуган находятся в 1,5 км к югу и 2 км к юго-западу от контура месторождения. Районные центры Оренбургской области посёлок Северное и город Бугуруслан расположены 12 км восточнее и 60 км севернее Байтуганского месторождения; районные центры Самарской области посёлок Камышла и станция Клявлино – 13 км юго-западнее и 26 км северо-западнее.

Северный район хорошо освоен и плотно заселён. Численность населения — 16,8 тыс. человек, в том числе 47 % мужчин. Средняя плотность сельского населения Северного района – 8,8 человек на кв. км, что несколько выше среднеобластного показателя. Промышленность по району, в целом, развита слабо. В Северном районе ведется добыча нефти на Байтуганском и Сокском месторождениях, подготовлены к разработке Черновское, Пашкинское и Кирсановское месторождения. Профилирует пищевая промышленность, в которой занято 65% промышленного персонала. Действующие предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции рассчитаны на удовлетворение местных потребностей. На территории Байтуганского месторождения расположены два лесхоза, деятельность которых имеет местное значение. Энергетика района представлена Северным предприятием электросетей. В районе имеется комбинат бытового обслуживания, молокозавод в селе Соковка, хлебозавод, типография, отделение "Сельхозтехники", Дыминский хлебоприемный пункт.

Северный район является типичным сельскохозяйственным. В сельском хозяйстве заняты около 27 % населения района. Специализация Северного района - зерновая, молочно-мясная, значительны посевы картофеля. Основные зерновые культуры - яровая пшеница и озимая рожь. По посевам и валовому сбору такой важной культуры, как гречиха, район занимает одно из ведущих мест в области.

Муниципальный район Камышлинский расположен в северо-восточной части Самарской области, в верхнем течении реки Сок. Граничит с муниципальными районами Самарской области Клявлинский, Похвистневский, Иса克林ский и с Оренбургской областью. Был образован в 1991 году указом Президиума Верховного Совета РСФСР за счет части территории Клявлинского района.

Площадь территории района – 823,6 кв. км.

В составе муниципального района Камышлинский создано 6 муниципальных образований - сельских поселений: Байтуган, Балыкла, Ермаково, Камышла, Новое Усманово, Старое Усманово. Здесь расположено 22 сельских населенных пункта.

Административный центр района – село Камышла.

Общая численность постоянного населения Камышлинского района согласно Всероссийской переписи населения на 01.01.2017г.: – 10,848 тыс. человек, из них экономически активное население: городское – 0%, сельское – 100%. Национальный состав: татары - 9244 чел. (81%), русские - 1073 чел. (9,4%), чуваша - 593 чел. (5,2%), мордва - 169 чел. (1,48%), украинцы - 89 чел. (0,78%), азербайджанцы - 89 чел. (0,78%).

Ближайшая железнодорожная станция – Клявлино.

Изм. №	Подп. и дата	Рез. и №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС			133

Минерально-сырьевую базу муниципального района Камышлинский составляют минерально-строительное, горно-химическое и углеводородное сырье. Имеются месторождения красной глины, алебастра, камня бутового, галечника и др. Из энергетического сырья присутствуют нефть и торф. В долине реки Сок много минеральных серных источников, а также сероводорода.

Муниципальный район Камышлинский - приграничный сельскохозяйственный район с моноотраслевой структурой экономики. На его территории зарегистрировано 143 организации, в том числе 7 - обрабатывающих производств, 2 - по производству электроэнергии, газа и воды, 30 - сельского хозяйства, охоты и лесного хозяйства. В районе функционируют 12 малых предприятий с численностью занятых 47 чел.

Почвенно-климатические условия района позволяют развивать зерновое производство и мясомолочное животноводство. В районе зарегистрировано 12 крупных сельскохозяйственных предприятий и 14 крестьянских (фермерских) хозяйств. В структуре валовой продукции сельского хозяйства 40,5% составляет растениеводство, 59,5% - животноводство. Площадь сельскохозяйственных угодий составляет 60,9 тыс. гектар.

Промышленность района представляют ОАО «Камышлинский Молокозавод», ОАО «Камышлинский Хлебозавод», ОАО «Камышлинский Промкомбинат». Транспортную отрасль района представляют АОТ «Автотранспортное предприятие» и АОТ «Камышлинский Агропромтранс». Имеется банк. На территории района ведется добыча нефти.

Клявлинский муниципальный район – приграничный сельскохозяйственный район с диверсифицированной структурой экономики. Клявлинский район расположен в северо-восточной части Самарской области и граничит на севере с республикой Татарстан, на западе - с Шенталинским и Исаклинским районами, на юге - с Камышлинским районом, на востоке - с Оренбургской областью. Протяженность района с севера на юг 35 км, с запада на восток 38 км.

Площадь территории района – 1255,6 кв. км.

Население Клявлинского района (на 01.01.2017г) составляет 14,666 тыс.чел.

Согласно переписи 2010 года национальный состав Клявлинского района составляют русские - 6552 чел. (41,1 %), чуваша – 4425 чел. (27,8%), мордва-эрзяне – 3825 чел. (24,0%), татары – 803 чел. (5,0%).

На его территории зарегистрировано 193 организации, в том числе 2 - по добыче полезных ископаемых, 21 - обрабатывающее производство, 4 - по производству электроэнергии, газа и воды, 36 - сельского хозяйства, охоты и лесного хозяйства. В районе функционируют 35 малых предприятий с численностью занятых 473 человека.

Ведущей отраслью экономики района является сельское хозяйство. В районе выращивают пшеницу, ячмень, овёс, рожь, гречиху, картофель, подсолнечник, многолетние травы. Распространено молочное и мясное скотоводство, овцеводство. В структуре валовой продукции сельского хозяйства 52,2% составляет растениеводство, 47,8% - животноводство.

3.11 Санитарно-эпидемиологическая ситуация района

Данные о санитарно-эпидемиологической обстановке Северного района Оренбургской области и Камышлинского и Клявлинского района Самарской области, представлены по данным:

- государственного доклада «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Оренбургской области в 2021 году», составленного УФС по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Оренбургской области в 2022 году;
- государственного доклада «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Самарской области в 2021 году», составленного УФС по

Результат №						
Подп. и дата						
Изм. № докум.						
3.11 Санитарно-эпидемиологическая ситуация района Данные о санитарно-эпидемиологической обстановке Северного района Оренбургской области и Камышлинского и Клявлинского района Самарской области, представлены по данным: • государственного доклада «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Оренбургской области в 2021 году», составленного УФС по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Оренбургской области в 2022 году; • государственного доклада «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Самарской области в 2021 году», составленного УФС по						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						0261-01-00-ОВОС
						Лист
						134

надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области в 2022 году;

- официального сайта Муниципального образования Оренбургской области Северного района <http://kamadm.ru/>
- официального сайта Муниципального образования Самарской области Камышлинского района <http://mo-se.orb.ru/>
- официального сайта Муниципального образования Самарской области Клявлинского района <http://klvadm.ru/>

Гигиена атмосферного воздуха

Атмосферный воздух – один из важнейших факторов окружающей среды обитания человека, характеризующих санитарно-эпидемиологическое благополучие населения.

Основной вклад в выбросы вредных веществ в атмосферу области от стационарных источников вносят предприятия топливно-энергетического комплекса, нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, черной и цветной металлургии, машиностроение.

В рамках надзорных мероприятий Управление Роспотребнадзора по Самарской области ежегодно организует проведение силами ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» исследования атмосферного воздуха на территории городских и сельских поселений в зоне влияния промышленных предприятий (на маршрутных и подфакельных постах), вблизи автомагистралей в зоне жилой застройки.

вблизи автомагистралей, в зоне жилой застройки.

В 2021 году ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Оренбургской области» Исследовано 17279 проб атмосферного воздуха населенных мест, из них 13825 проб или 80,0 % в городских и 3454 пробы или 20 % в сельских поселениях.

В 2021 году ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» отобрано и проанализировано 7788 проб (в 2020 - 14314).

По результатам лабораторных исследований, превышения предельно допустимых концентраций были зарегистрированы в 0,16 % отобранных проб (в 2020 году 0,2%), что ниже среднероссийского показателя 2020 года (0,45 %) и среднегодовых значений по Самарской области (0,17%).

Уровни загрязнения атмосферного воздуха по данным лабораторного контроля представлены в таблице 3.11.1.

Таблица 3.11.1 - Уровни загрязнения атмосферного воздуха по данным лабораторного контроля, осуществляемого Управлением Роспотребнадзора по Самарской области

Показатель	Самарская и Оренбургская область			Динамика 2020г	Тенденция: сравнение с предыдущим (2020) годом
	2019г.	2020г.	2021г.		
Доля проб атмосферного воздуха, превышающих ПДК в городских и сельских поселениях Самарской области	0,27	0,2	0,16	↓	0,45
Доля проб атмосферного воздуха, превышающих ПДК в городских и сельских поселениях Оренбургской области	0,08	0,0	0,08	↓	0,05
Примечание: – рост или снижение.					

Результат	№
Подпись	Дата
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
135

Состояние хозяйственно-питьевого водоснабжения

В соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями питьевая вода должна быть безопасной в эпидемиологическом отношении, безвредной по химическому составу и должна иметь благоприятные органолептические свойства.

В 2021 году в Оренбургской области эксплуатировалось 1263 источника централизованного питьевого водоснабжения, в том числе поверхностных – 3, остальные – подземные, 26 источников нецентрализованного водоснабжения.

В 14 административных территориях области, в том числе и в Северном районе, доля подземных источников централизованного питьевого водоснабжения, не отвечающих санитарным нормам из-за отсутствия зон санитарной охраны, превышала среднеобластной показатель (9,0 %), – более 18,5 % (см. таблицу 3.11.2).

Таблица 3.11.2 - Территории, где наибольшая доля подземных источников централизованного питьевого водоснабжения, не имеет зон санитарной охраны

Наименование территории	2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	количество подземных водоисточников	из них не имеющие ЗСО (%)	количество подземных водоисточников	из них не имеющие ЗСО (%)	количество подземных водоисточников	из них не имеющие ЗСО (%)
Оренбургская область	1261	9,5	1259	9,1	1260	9,0
Северный район	27	25,9	27	25,9	27	18,5

С учетом географического расположения Оренбургской области для подземных вод характерно повышенное содержание отдельных макроэлементов природного происхождения, среди которых наиболее распространенными являются высокий уровень жесткости, минерализации, хлоридов, сульфатов, железа, марганца. В 2021 году в 12 территориях области, в том числе и в Северном районе, доля проб питьевой воды из источников водоснабжения, не соответствующих гигиеническим нормам по санитарно-химическим показателям, превышала среднеобластной показатель – 14,0%, – более 20 %

Доля проб воды из распределительной сети, не соответствующей гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям, превышала среднеобластной показатель (5,0 %) в три и более раз в семи территориях области, в том числе: Северном районе (табл. 3.11.3).

Таблица 3.11.3 - Территории, где наибольшая доля проб воды из распределительной сети не отвечает гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям

Наименование территории	Доля проб воды из распределительной сети, не соответствующей гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям, %			Динамика к 2020 г.
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
Оренбургская область	3,1	4,1	5,0	↑
Северный район	0	14,2	23,3	↑

Удельный вес проб воды из распределительной сети, не соответствующих гигиеническим нормативам по общей минерализации, отмечался Северном районе (6,8 %).

Результат

Подпись

Имя, № докум.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

136

Состояние воды поверхностных водоёмов Самарской области, используемой для питьевого водоснабжения (I категории) и для рекреационного водопользования (II категории), по микробиологическим и санитарно-химическим показателям продолжает оставаться нестабильным в санитарно-эпидемиологическом отношении, хотя имеет тенденцию к улучшению.

В целом по Самарской области в 2021 году 5,6 % исследованных проб воды водоемов I категории не соответствовали гигиеническим нормативам по микробиологическим показателям (в 2020г. – 3,9 %, в 2019 г. -5 %, в 2018 г. – 1%, в 2017 г. - 4,2 %, в 2016 г. – 38,5%); воды водоемов II категории - 21,8 % (в 2020 году - 20,9 % , в 2019г. -20%, в 2018г. – 22,1%, в 2017г. - 23,8 %, в 2016 г. – 31,2%).

В 2021г. в целом по Самарской области 153 из 884 (17,3%) подземных источников, обеспечивающих население централизованным водоснабжением, не отвечали санитарным требованиям, в том числе 125 (14,1%) - из-за отсутствия зон санитарной охраны. Данные показатели остались на уровне 2020 года

24 административных образования Самарской области, в том числе Клявлинском районе для хозяйственно-питьевых целей используют только подземные воды. Поверхностные источники водоснабжения используются большей частью населения, в том числе в Камышлинском районе. Показатель обеспеченности сельского населения качественной питьевой водой 74,8%, т.е данный показатель далек от аналогичного для городского населения.

Основными причинами несоответствия водопроводов санитарно-эпидемиологическим требованиям являются:

– неудовлетворительное санитарно-техническое состояние сетей и сооружений, не обеспечивающее необходимое качество питьевой воды;

– отсутствие необходимого комплекса очистных сооружений на большинстве сельских водопроводов, питающихся из подземных вод с природной высокой жесткостью и минерализацией;

– многолетняя эксплуатация технически и морально устаревших очистных сооружений на ряде поверхностных водозаборов, в условиях ухудшающегося качества воды открытых водоемов.

Несвоевременное проведение ремонта приводит к разрушению срубов колодцев.

Имеет место нерегулярная очистка и дезинфекции источников. У большинства колодцев отсутствуют ответственные лица за их содержание и эксплуатацию

К основным факторам, обуславливающим низкое качество воды нецентрализованных источников питьевого водоснабжения, следует отнести:

- слабую защищенность водоносных горизонтов от загрязнения с поверхности территорий;
- отсутствие зон санитарной охраны;
- отсутствие современного технического ремонта, очистки и дезинфекции колодцев.

Гигиена почвы

Почва, как основной накопитель химических веществ техногенной природы и факторов передачи инфекционных и паразитарных заболеваний, может оказывать неблагоприятное влияние на условия жизни населения и его здоровье.

В 2021 году в Оренбургской области на санитарно-химические показатели исследовано 862 пробы почвы. Доля проб почвы, отобранных на селитебной территории населённых мест, составила 66,3 % от общего количества проб, из них 37,7 % – на территориях детских организаций и детских площадок. В 2021 году исследовано 1034 пробы почвы на микробиологические

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							137

показатели, в том числе 74,0 % в селитебной зоне, из них 39,3 % – на территориях детских организаций и детских площадок.

В Самарской области доля проб почвы, не соответствующая гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям, в 2021 году осталась на уровне 2020 года и составила 0,5% от числа отобранных проб.

Основными причинами, оказывающими влияние на микробное загрязнение почвы селитебных зон Самарской области, по-прежнему являются:

- несвоевременное удаление отходов с селитебных территорий с образованием несанкционированных свалок мусора;
- рост численности безнадзорных и синантропных животных – переносчиков возбудителей инфекционных и паразитарных заболеваний;
- отсутствие организованных мест для выгула домашних животных, наличие безнадзорных животных (собак, кошек),
- загрязнение почв территорий муниципальных образований продуктами жизнедеятельности домашних и синантропных животных;
- недостаточное количество общественных туалетов;
- высокая повреждаемость канализационных сетей;
- недостаточная культура населения и другие факторы.

Медико-демографическая ситуация

В 2020 году во всех административно-территориальных образованиях Оренбургской области отмечается естественная убыль населения.

Суммарный коэффициент рождаемости (характеризует среднее число рождений у одной женщины в гипотетическом поколении за всю её жизнь при сохранении существующих уровней рождаемости в каждом возрасте независимо от смертности и от изменений возрастного состава) в Оренбургской области составил 1,55 детей, что ниже на 2,5 %, чем в 2019 году (1,59), но выше на 2,6 % показателя по Российской Федерации (1,51) и на 8,4 % Приволжского федерального округа (1,43).

В структуре основных причин смерти населения области первое ранговое место занимают болезни системы кровообращения – 760,2 на 100 тыс. населения (46,6 %), второе место прочие причины смерти – 358,9 на 100 тыс. населения (22 %), третье место новообразования – 232,1 на 100 тыс. населения (14,2 %), и далее в порядке убывания: внешние причины – 98,3 на 100 тыс. населения (6,0 %), болезни органов пищеварения – 83,1 на 100 тыс. населения (5,1 %), болезни органов дыхания – 65,4 на 100 тыс. населения (4,0 %), инфекционные и паразитарные болезни – 33,2 на 100 тыс. населения (2,1 %)

Снижение численности населения области происходит и за счет миграционных процессов. За предыдущие годы миграционное снижение ежегодно составляло от 8 до 10 тысяч человек. С 2019 года снизилась роль миграционных процессов, и в 2020 году миграционное снижение составило 624 человека (2019 г. – 237 человек). Наиболее выражено миграционное снижение среди сельского населения.

Из всей численности населения в Самарской области городского населения – 80 %, сельского населения – 20 % в течение последних 15 лет и более, по 2020 г. включительно

Коэффициент миграционного прироста населения по Самарской области в 2020 г. составил «0,1», в 2019 г. «8,9» на тыс. всего населения.

Первичная заболеваемость населения

В 2020 году показатель первичной заболеваемости всего населения области уменьшился относительно 2019 года на 4,9 % и составил 735,2 на 1000 населения.

При ранжировании первичной заболеваемости всего населения Оренбургской области за многолетний (2006–2020 гг.) для Северного района показатель первичной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							138

заболеваемости составил 803,9 на 1000 населения (13 ранговое место), при среднеобластном показателе 815,8 на 1000 населения.

Структура общей заболеваемости с впервые установленным диагнозом у всего населения в Самарской области за 2020 г. включала: болезни органов дыхания – 49 %, болезни мочеполовой системы – 11 %, болезни кожи и подкожной клетчатки – 1 %, болезни органов пищеварения – 9 %

При ранжировании первичной заболеваемости всего населения Самарской области за многолетний (2017–2020 гг.) для Камышлинского района установлено 7 ранговое место.

При ранжировании первичной заболеваемости всего населения Самарской области за многолетний (2017–2020 гг.) для Клявлинского района установлено 27 ранговое место.

Первичная заболеваемость взрослого населения

При ранжировании первичной заболеваемости взрослого населения Оренбургской области за многолетний (2006–2020 гг.) для Северного района показатель первичной заболеваемости составил 675,1 на 1000 населения (3 ранговое место), при среднеобластном показателе 588,3 на 1000 населения.

Первичная заболеваемость детей (0-14 лет)

В 2020 году в структуре первичной заболеваемости детей 0-14 лет на территории Оренбургской области первое место занимают болезни органов дыхания – 65,9 %, на втором месте травмы и отравления – 6,4 %, на третьем болезни органов пищеварения – 3,7 %, на четвертом – болезни кожи и подкожной клетчатки (3,3 %), на пятом месте – болезни эндокринной системы (2,8 %)

При ранжировании первичной заболеваемости детского населения Оренбургской области за многолетний (2006–2020 гг.) для Северного района показатель первичной заболеваемости составил 1288,8 на 1000 детского населения (28 ранговое место), при среднеобластном показателе 1710,5 на 1000 детского населения.

За 2020 г., в сравнении с 2018 г., у детского населения Самарской области нет роста экологически зависимой патологии по таким нозологиям, классам заболеваний, как ожирение, психические расстройства, болезни системы кровообращения, болезни органов дыхания, анемии, врождённые аномалии, болезни мочеполовой системы, болезни органов пищеварения, сахарный диабет, злокачественные новообразования, болезни, характеризующиеся повышенным кровяным давлением.

При проведении сравнительного анализа выяснено, что за период с 2018 по 2020 гг. имеется фактический и прогнозный рост заболеваемости с впервые в жизни установленным диагнозом (числа случаев на 100 тыс. детского населения) ожирения – 345(в 2017-2019 гг. – 494, 2013-2015 гг. – 484, в 2010-2012 гг. – 452, в 2007-2009 гг. – 358); сахарного диабета – 27 (в 2017-2019гг.-20, 2013-2015 гг. – 20, в 2010-2012 гг. – 18, в 2007-2009 гг. – 19).

Первичная заболеваемость подростков (15-17 лет)

В Оренбургской области среди подростков 15–17 лет показатель первичной заболеваемости уменьшился относительно 2019 года на 11,2 % и составил в 2020 году 1251,7 на 1000 подросткового населения.

При ранжировании первичной заболеваемости подросткового населения Оренбургской области за многолетний (2011–2020 гг.) для Северного района показатель первичной заболеваемости составил 1563,4 на 1000 подросткового населения (14 ранговое место), при среднеобластном показателе 1557,3 на 1000 подросткового населения.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							139

Заболеваемость детей первого года жизни

В Оренбургской области среди детей первого года жизни показатель заболеваемости в 2020 году составил 2431,3 на 1000 детей соответствующего возраста, что на 20,4 % выше показателя 2019 года и на 16,1 % – показателя 2008 г.

В 2020 году выявлен рост показателя заболеваемости детей первого года жизни в Оренбургской области в сравнении с 2019 годом в 31 территории, в том числе и в Северном районе (18,2%).

В ходе санитарно-гигиенического ранжирования показателя заболеваемости детей первого года жизни за многолетний период (2008–2020 гг.) выявлено превышение среднемноголетнего областного показателя (2166,0 на 1000 детей 1 года жизни) в шести территориях Оренбургской области, в том числе в Северном районе – 2748,3 на 1000 детей 1 года жизни (выше среднеобластного показателя на 29,4%).

Первичная заболеваемость населения болезнями системы кровообращения

В Оренбургской области в 2020 году показатель первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения всего населения области уменьшился относительно 2019 г. на 32,9 % и составил 37,0 на 1000 населения.

В ходе санитарно-гигиенического ранжирования первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения всего населения Оренбургской области за период с 2006–2020 гг. выявлено 18 приоритетных территорий с превышением среднемноголетнего среднеобластного показателя (37,6 на 1000 всего населения), в том числе Северный район (80,3 на 1000 всего населения).

В ходе санитарно-гигиенического ранжирования первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения взрослого населения Оренбургской области за период 2006–2020 гг. выявлено 19 приоритетных территорий (показатель первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения взрослого населения превышает среднемноголетний среднеобластной – 43,2 на 1000 взрослого населения), в том числе Северный район (94,3 на 1000 взрослого населения).

Заболеваемость злокачественными новообразованиями населения

За последние 15 лет (с 2005 по 2020 гг.) в Оренбургской области, аналогично ситуации в Российской Федерации, отмечается ежегодный прирост первичной заболеваемости злокачественными новообразованиями. Среднеобластной показатель увеличился с 349,5 (в 2005 г.) до 429,6 случаев на 100 тыс. населения (в 2020 г.), рост онкологической заболеваемости составил 22,9 %.

Показатель заболеваемости злокачественными новообразованиями в Северном районе ниже среднеобластного значения – 422,2 на 100 тыс. человек.

В соответствии с ф. 7 «Сведения о злокачественных новообразованиях» в 2020 г. у всего населения Самарской области было выявлено и морфологически подтверждено 15412 случаев заболеваемости злокачественными новообразованиями (ЗНО) (в 2019 г.-16767 случаев, в 2018 г.-16241 случай, в 2017 г. – 16394 случаев, в 2016 г. – 14648 случаев).

Показатель заболеваемости злокачественными новообразованиями в Камышлинском районе ниже среднеобластного значения – 376 на 100 тыс. человек, в Клявлинском районе – 447 376 на 100 тыс. человек.

Первичная заболеваемость населения болезнями органов дыхания

В период с 2009 по 2020 гг. в Оренбургской области отмечается тренд к увеличению заболеваемости болезнями органов дыхания всего населения на 9 % $R^2=0,0671$. В сравнении с 2019 г. уровень первичной заболеваемости увеличился в 2020 г. на 14,2 % и составил 372,4 на 1000 населения

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

140

В 2020 г., по сравнению с 2019 г., показатель первичной заболеваемости болезнями органов дыхания всего населения области увеличился в 29 административных территориях, в том числе в Северном районе на 9,1 %.

Первичная заболеваемость населения болезнями органов пищеварения

По среднегодовым (2006–2020 гг.) данным среднеобластной показатель первичной заболеваемости болезнями органов пищеварения всего населения Оренбургской области составил 31,1 на 1000 всего населения. Северный район входит в число административных территорий с наиболее высокими показателями заболеваемости, превышающие среднеобластной среднегодовой показатель – 37,3 на 1000 всего населения.

3.12 Характеристика растительного мира

В ландшафтном отношении Байтуганское месторождение расположено в южной лесостепи, на границе перехода лесостепной зоны в степную.

Район характеризуется широким распространением лесов, они занимают 76,7 % площади месторождения. Характерны смешанные дубраво-березовые леса с примесью липы, осины и клена.

В поймах рек и ручьев встречаются единичные островки уречных лесов, состоящих из древовидной ивы с зарослями разнотравья. Второй древесный ярус представлен черемухой, калиной, жимолостью, бересклетом, лещиной, рябиной.

В водораздельных лесах встречаются черемуха, рябина, лещина, калина. Травянистый покров состоит из ландыша, медуницы, звездчатки лесной, сон-травы, папоротника лесного, перловника поникающего, сныти, ясменника, крапивы.

Незалесенная территория месторождения сохранила естественную растительность лишь на выгонах и сенокосах, расположенных по балкам, оврагам, крутым водораздельным склонам, холмам с эродированными почвами. В основном, это растительные сообщества луговых степей и лугов.

Для сохранившихся участков луговых (злаково-разнотравных) степей, приуроченных к равнинному и слабопокатому рельефу, характерны богатые гумусом почвы и достаточное увлажнение, способствующее развитию здесь высокого и густого травяного покрова, создающего сплошное задернение. Травостой этих степей состоит, в основном, из богатого видами лугово-степного разнотравья. Продуктивность этих степей составляет 5,3 - 6,8 ц сена с 1 га. Проектное покрытие травостоя - 45%.

Для крупных эродированных склонов с щебневатыми карбонатными почвами характерны участки каменистой степи. Здесь растительные сообщества представлены сухолюбивыми ассоциациями с угнетенным, изреженным травостоем и наличием в нем растений-петрофитов: мордовника степного, оносмы простейшей, шаровницы крапчатой, люцерны серповидной, костра берегового, чабреца Маршалла, шалфея степного и других. Средняя высота травостоя составляет 35 см, проективное покрытие 20–30%.

По днищам оврагов и балок располагаются участки сухих остепненных низинных лугов. Продуктивность травостоя этих лугов составляет 7,5 - 8,0 ц сена с 1 га. Проектное покрытие травостоя - 50-70%.

Видовой состав растений, занесенных в Красную Книгу, произрастающих в границах муниципальных районов Клявлинский и Камышлинский, представлены согласно Красной Книге Самарской области (Том I «Редкие виды растений и грибов»), представлен в таблице 3.12.1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							141

Таблица 3.12.1 – Видовой состав растений, занесенных в Красную Книгу, произрастающих в Клавлинском и Камышлинском районах Самарской области

№ п/п	Название растения
1	Лук косой – <i>Allium obliquum</i> L..
2	Реброплодник уральский – <i>Pleurospermum uralense</i> H
3	Полянь солянковидная – <i>Artemisia salsoloides</i> Willd..
4	Наголоватка эверсманна – <i>Jurinea ewersmannii</i> Bunge.
5	Наголоватка Ледебура – <i>Jurinea ledebourii</i> Bunge
6	Лжекрестовник копьевидный – <i>Parasenecio hastatus</i> (L.) H. Koyama.
7	Клаусия солнцелюбивая – <i>Clausia aprica</i> (Stephan) Korn.-Tr..
8	Катран татарский – <i>Crambe tataria</i> Sebeok
9	Сирения седая – <i>Syrenia cana</i> (Pall. et Mitt.) Neilr.
10	Бубенчик лилиелистный – <i>Adenophora liliifolia</i> (L.) A. DC.
11	Колокольчик широколистный – <i>Campanula latifolia</i> L.
12	Пустынница корина – <i>Eremogone koriniana</i>
13	Майник двулистный – <i>Maianthemum bifolium</i> (L.) F. W. Schmidt
14	Осока двурядная – <i>Carex disticha</i> Huds..
15	Пушница узколистная – <i>Eriophorum angustifolium</i> Honck..
16	Скабиоза исетская – <i>Scabiosa isetensis</i> L.
17	Астрагал рогоплодный - <i>Astragalus cornutus</i> Pall.
18	Астрагал Гельма - <i>Astragalus helmii</i> Fisch. ex DC.
19	Астрагал длинноножковый - <i>Astragalus macropus</i> Bunge
20	Астрагал волжский - <i>Astragalus wolgensis</i> Bunge
21	Астрагал Цингера - <i>Astragalus zingeri</i> Korsh.
22	Копеечник Гмелина - <i>Hedysarum gmelinii</i> Ledeb.
23	Копеечник крупноцветковый - <i>Hedysarum grand</i>
24	Остролодочник Иполлита - <i>Oxytropis hippolyti</i> Boriss.
25	Остролодочник Князева - <i>Oxytropis knjazevii</i> Vasjukov
26	Шаровница крапчатая - <i>Globularia punctata</i> Lapeyr.
27	Живучка голая - <i>Ajuga glabra</i> C. Presl
28	Котовник украинский - <i>Nepeta ucranica</i> L.
29	Лилия опушенная - <i>Lilium pilosiusculum</i> (Freyn) Misch.
30	Углостебельник высокий - <i>Goniolimon elatum</i> (Fisch. ex Spreng.) Boiss.
31	Лен желтый – <i>Linu</i>
32	Лен многолетний - <i>Linum perenne</i> L.
33	Лен уральский - <i>Linum uralense</i> Juz.
34	Наяда большая - <i>Najas major</i> All.
35	Дремлик темнокрасный - <i>Epipactis atrorubens</i>
36	Любка двулистная - <i>Platanthera bifolia</i> (L.) Rich.
37	Белозор болотный - <i>Parnassia palustris</i> L.
38	Лесовка лесная - <i>Drymochloa sylvatica</i> (Pollich) Holub
39	Тонконог жестколистный - <i>Koeleria sclerophylla</i> P. A. Smirn.
40	Ковыль Коржинского - <i>Stipa korshinskyi</i> Roshev.
41	Синюха голубая - <i>Polemonium caeruleum</i> L.
42	Истод Сибирский - <i>Polygala sibirica</i> L.
43	Первоцвет крупночашечный - <i>Primula macrocalyx</i> Bunge
44	Грушанка зеленоцветковая - <i>Pyrola chlorantha</i> Sw.
45	Желтоцвет весенний - <i>Adonanthe vernalis</i> (L.) Spach

Резан или №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

142

46	Желтоцвет волжский - <i>Adonanthe volgensis</i> (Steven ex DC.) Chrtek et Slavíková
47	Сабельник болотный - <i>Comarum palustre</i> L.
48	Кизильник черноплодный - <i>Cotoneaster</i>
49	Лапчатка прямостоячая - <i>Potentilla erecta</i> (L.) Raeusch.
50	Ива розмаринолистная - <i>Salix rosmarinifolia</i> L.
51	Волчеягодник обыкновенный - <i>Daphne mezereum</i> L.
52	Валериана клубненосная - <i>Valeriana tuberosa</i> L.
53	Хвойник двухколочковый - <i>Ephedra distachya</i> L.
54	Желтоцвет волжский - <i>Adonanthe volgensis</i> (Steven ex DC.)
55	Володушка золотистая - <i>Bupleurum aureum</i> Fisch. ex H

Согласно письму № АС-12-18/16911 от 28.06.2012 г. Министерства природных ресурсов и имущественных отношений Оренбургской области (см. приложение К Раздела ОВОС2.1), на территории Северного района Оренбургской области зарегистрировано 18 видов растений, занесенных в Красные Книги Российской Федерации и Оренбургской области (см. таблицу 3.12.2).

Таблица 3.12.2 – Видовой состав растений, занесенных в Красную Книгу, произрастающих в Северном районе Оренбургской области

№ п/п	Название растения
1	Адокса мускусная – <i>Adoxa moschatellina</i> L.
2	Адонис весенний, горицвет – <i>Adonis vernalis</i> L.
3	Копытень европейский – <i>Asarum europaeum</i> L.
4	Астра альпийская – <i>Aster alpinus</i> L.
5	Бересклет бородавчатый – <i>Euonymus verrucosa</i> Scop.
6	Майник двулистный – <i>Maianthemum bifolium</i> (L.)
7	Астрагал Цингера – <i>Astragalus zingeri</i> Korsh.
8	Копеечник Гмелина – <i>Hedysarum gmelinii</i> Ledeb.
9	Шаровница крапчатая – <i>Globularia punctata</i> Lapeyr. (G. willkommi Num.)
10	Касатик сибирский – <i>Iris sibirica</i> L.
11	Лен уральский – <i>Linum uralense</i> Juz.
12	Чемерица Лобеля – <i>Veratrum lobelianum</i> Bernh.
13	Ладеян трехнадрезный – <i>Corallorhiza trifida</i> Chatel.
14	Мякотница однолистная – <i>Malaxis monophyllos</i> (L.) Sw.
15	Ковыль Залесского – <i>Stripa zaleskii</i> Wilensky
16	Овсец Шелля – <i>Helictotrichon schellianum</i> (Hack.) Kitag.
17	Фиалка удивительная – <i>Viola mirabilis</i> L.
18	Страусник обыкновенный – <i>Matteuccia struthiopteris</i> (L.) Tod.

Проектируемые объекты расположены на территории существующих площадок скважин и коридоров коммуникаций Байтуганского месторождения. Естественный растительный слой на территории площадок скважин отсутствует. На участке расположения проектируемых линейных сооружений (трассы трубопроводов, ВЛ), древесная растительность отсутствует, Территория освоена - на данной территории неоднократно проводились работы по строительству, реконструкции и рекультивации земель линейных объектов. Травянистая растительность представлена типичными растениями лесостепной зоны а также луговыми растениями: ковыль, мятлик луговой, тимopheевка луговая, клевер красный, мышиный горошек, пижма, полынь горькая, полынь Австрийская, чертополох, типчак, тысячелистник, тонконог.

Во время маршрутного обследования территории предполагаемого строительства, растения, занесенные в Красную книгу Оренбургской и Самарской области не обнаружены.

Резон или №	
Подм и дата	
Или № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
143

3.13 Характеристика животного мира

Согласно зоогеографическому районированию Байтуганское месторождение расположено в Предуральском сыртовом лесостепном округе Бугульмино-Белебеевской лесостепной провинции. В ландшафтном и зоогеографическом отношении описываемая территория лежит на южной окраине обширного природного региона, расположенного в пределах Татарстана, Башкортостана и Самарской области.

Видовой состав животных, населяющих район месторождения, достаточно богат, что обусловлено большим разнообразием природных условий (сильная расчлененность территории, высокая облесенность), а также наличием многочисленных убежищ, укрытий, мест удобных для обитания и гнездования, и представлен характерными обитателями лугово-степных и лесных видов. Здесь отмечено 49 видов млекопитающих, около 130 видов птиц, 8 видов пресмыкающихся, 10 видов земноводных.

Основную группу зверей лесостепи составляют: лось, косуля, кабан, волк, рысь, обыкновенная лисица, заяц-беляк, заяц-русак, обыкновенная летяга, лесная куница, ласка, горноста́й, барсук. Обычны здесь американская норка, енотовидная собака, обыкновенный еж, обыкновенная белка, обыкновенный бобр, серая и черная крысы, различные мыши, обыкновенный хомяк, лесная мышовка, обыкновенная и малая бурозубки, обыкновенная кутора, водяная ночница, ушан, рыжая вечерница, обыкновенная слепушонка.

Для орнитофауны района месторождения обычны домовая и полевая воробьи, обыкновенная и садовая овсянки, зяблик; коноплянка, обыкновенная чечевица, поползень, несколько видов синиц, рябинник, певчий и черный дрозды, обыкновенный соловей, варакушка, мухоловки пеструшка и серая, несколько видов славковых, различные врановые, обыкновенный скворец, обыкновенная иволга, обыкновенный и черный сорокопуты, трясогузки, черный и полевой жаворонки, береговая, деревенская и городская ласточки, удод, золотистая щурка, черный стри́ж, голубиные, крачки, озерная чайка, перевозчик, коростель, перепел. Из хищных птиц - несколько видов сов, обыкновенная пустельга, кобчик, обыкновенный канюк, ястреб-перепелятник, болотный и луговой луны, черный коршун. Из водоплавающих птиц отмечены кряква, чирок-свистунок и чирок-трескунок. На перелете встречаются свистуха, серая утка, шилохвость широконо́ска. Из большого разнообразия птиц, населяющих район Байтуганского месторождения, следует отметить ворона, дербника, сойку, клинтуху, вальдшнепа, черныша, большого пестрого дятла, желну, тетерева. Отмечено обитание редкого для региона вида - длиннохвостой неясыти. Характерной особенностью орнитофауны района является исключительно высокая плотность гнездования ворона. Охотничье-промысловыми видами являются глухарь и тетерев.

Земноводные и пресмыкающиеся представлены следующими видами: обыкновенный и гребенчатый тритоны, краснобрюхая жерлянка, зеленая жаба, озерная и остромордая лягушки, живородящая и прыткая ящерицы, обыкновенный уж, обыкновенная гадюка.

В реке Сок и ее притоках обитают окунь, ерш, щука, плотва, голец, европейский сом, судак и налим. Два последних вида считаются редко встречающимися.

Кормовую базу р. Мокрый Якшигул образуют сообщества фитопланктонных, зоопланктонных и зообентосных организмов

Характеристика компонентов кормовой базы рыб и рыбного населения представлена на основании собственных исследований Саратовского филиала ФГБНУ «ВНИРО» («СаратовНИРО»), полученного в составе отчета «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные биоресурсы и среду их обитания по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь». Заключение Федерального агентства по рыболовству (РОСРЫБОЛОВСТВО) от 20.09.2021 г. № У02-3196 о согласовании осуществления деятельности в рамках проектной документации «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» представлено в Приложении Е1 Раздела ОВОС2.2.

Кормовую базу р. Мокрый Якшигул образуют сообщества фитопланктонных,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист	
								144

зоопланктонных и зообентосных организмов.

Состав фитопланктона обычен для водоемов умеренных широт и представлен диатомовыми, зелеными, синезелеными и эвгленовыми водорослями. Биомасса вегетационного периода составляет 0,7 – 1,42 г/м3, на участке перехода – 0,5 г/м3.

Зоопланктон представлен коловратками, ветвистоусыми и веслоногими рачками, средняя биомасса зоопланктона вегетационного периода – 0,3 г/м3.

В целом кормовая база р. Мокрый Якшигул и ручьев без названия (притоков р. Мокрый Якшигул) по обилию и продуктивности составляющих их компонентов вполне достаточна для воспроизводства запасов рыб, характерных для водотоков данного типа и данного региона.

В верхнем течении р. Мокрый Якшигул рыбное население представлено реофильными видами рыб, типичными для верховьев малых рек и ручьев: пескарь, голец, голянь. Ниже по течению обитают также плотва, укляя, красноперка, язь, голавль, лещ, карась серебряный, окунь, ерш, щука, налим. В весенний период структура ихтиоценоза нижнего течения реки претерпевает сезонные изменения: численность рыб и количество видов увеличивается за счет нерестовых миграций из р. Сок. В р. Мокрый Якшигул в небольших количествах заходят щука, плотва, язь, лещ, жерех, голавль и др. Максимум численности наблюдается после выклева молоди и в период ее нагула на ранних стадиях развития. После нереста пришедшая рыба в большинстве своем возвращается в р. Сок, большая часть молоди, по мере роста, также скатывается в основную реку. Часть молоди остается на нагул в р. Мокрый Якшигул.

Рыбозимовальных ям в месте проведения работ нет. Промысловый лов на р. Мокрый Якшигул и ручьях без названия отсутствует, ведется любительское рыболовство.

Виды рыб, занесенные в Красную книгу РФ и в Красную книгу Оренбургской и Самарской областей на участках планируемых работ, отсутствуют.

Общая рыбопродуктивность русла р. Мокрый Якшигул (с учетом видов, не облавливаемых промыслом, молоди рыб непромыслового размера, продуктивности донных нерестилищ, и т.д.) на участке планируемых работ достигает 15 кг/га.

Сведения о рыбохозяйственной категории р. Мокрый Якшигул и ручьев без названия представлены согласно отчету «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные...».

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.02.2019 №206 «Об утверждении Положения об отнесении водного объекта или части водного объекта к водным объектам рыбохозяйственного значения и определении категорий водных объектов рыбохозяйственного значения» р. Мокрый Якшигул и ручьи без названия соответствуют требованиям, предъявляемым к водным объектам второй рыбохозяйственной категории.

Сведения о животных занесенных в Красную Книгу, распространенные на территории Клявлинского и Камышлинского районов Самарской области представлены в таблице 3.13.1 согласно сведениям Красной Книги Самарской области (Том II «Редкие виды животных»).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							145

Результат

Подпись

Имя

Таблица 3.13.1 – Перечень животных, занесенных в Красную Книгу, распространенных на территории Клявлинского и Камышлинского районов Самарской области

№ п/п	Название животного
Клявлинский район	
1	Красотка – девушка - <i>Calopteryx virgo</i> Linnaeus
2	Жужелица сибирская - <i>Carabus sibiricus</i>
3	Жук-олень - <i>Lucanus cervus</i> Linnaeus
4	Коровка узорчатая или значковая - <i>Coccinella hieroglyphica</i> Linnaeus
5	Медведица Маннгеррейма - <i>Chelis maculosa honesta</i> Tauscher
6	Ленточница розовобрюхая - <i>Catocala pacta</i> Linnaeus
7	Могильник - <i>Aquila heliaca</i>
8	Большой подорлик - <i>Aquila clanga</i> Pallas
9	Балобан - <i>Falco cherrug</i> Gray
10	Глухарь - <i>Tetrao urogallus</i>
11	Серый сорокопут - <i>Lanius excubitor excubitor</i>
Камышлинский район	
1	Красотка – девушка - <i>Calopteryx virgo</i> Linnaeus
2	Коромысло синее - <i>Aeschna cyanea</i> Müller
3	Элезмостетус короткий - <i>Elasmostethus brevis</i> Lindberg
4	Красотел пахучий - <i>Calosoma sycophanta</i> Linnaeus
5	Красотел черный - <i>Calosoma inquisitor</i> Linnaeus
6	Красотел степной - <i>Calosoma denticolle</i> Gebler
7	Жужелица полевая - <i>Carabus arvensis</i> (= <i>arcensis</i>) Herbst
8	Жужелица Щеглова - <i>Carabus stscheglowi</i> Mannerheim
9	Жужелица Шонхерра - <i>Carabus schoencherri</i> Fischer von Waldheim
10	Циминдис Фалдерманна - <i>Cymindis faldermanni</i> Gistel
11	Жук-олень - <i>Lucanus cervus</i> Linnaeus
12	Бронзовка гладкая - <i>Protaetia</i>
13	Муравьиный лев линейчатый - <i>Deutoleon lineatus</i> Fabricius
14	Мантиспа обыкновенная - <i>Mantispa styriaca</i>
15	Скорпионница гибридная - <i>Panorpa hybrida</i> MacLachlan
16	Медведица Маннгеррейма - <i>Chelis maculosa honesta</i> Tauscher
17	Шмель армянский - <i>Bombus armeniacus scythes</i>
18	Шмель моховой - <i>Bombus muscorum</i>
19	Ящерица живородящая - <i>Zootoca vivipara</i> Lichtenstein
20	Медянка обыкновенная - <i>Coronella austriaca</i> Laurenti
21	Глухарь – <i>Tetrao urogallus</i>
22	Могильник - <i>Aquila heliaca</i>
23	Рябчик - <i>Tetrastes bonasia</i>
24	Сизоворонка - <i>Coracias garrulus</i> Linnaeus
25	Дятел зеленый - <i>Picus viridis</i> Linnaeus
26	Бронзовка Фибера

Резон или №

Подп и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

146

Согласно письму № АС-12-18/16911 от 28.06.2022 г. Министерства природных ресурсов и имущественных отношений Оренбургской области (см. приложение К Раздела ОВОС2.1), на территории Северного района Оренбургской области зарегистрировано 7 видов животных, занесенных в Красные Книги Российской Федерации и Оренбургской области (см. таблицу 3.13.3).

Таблица 3.13.2 – Перечень животных, занесенных в Красную Книгу, распространенных на территории Северного района Оренбургской области

№ п/п	Название животного
1	Севчук Сервилла – <i>Onconotus servillei</i>
2	Малая павлиноглазка – <i>Saturnia pavonia</i>
3	Ручьевая форель – <i>Salmo trutta morpha fario</i>
4	Ломкая веретеница – <i>Anquis fragilis</i>
5	Обыкновенная медянка – <i>Coronella austriaca</i>
6	Глухарь – <i>Tetrao urogallus</i>
7	Среднерусская норка – <i>Mustela lutreola novikovi</i>

Участки изысканий находятся в пределах ранее освоенной территории, где осуществляется активная деятельность по обустройству нефтяного месторождения. В ходе маршрутного обследования территории предполагаемого строительства, редких и исчезающих видов животных, а также следов их жизнедеятельности (гнезда, норы, лежки, зимовки и т.д.), не обнаружены.

Для получения информации о видовом составе охотничьих и промысловых животных на территории изысканий, были направлены запросы в Департамент охоты и рыболовства Самарской области и в Министерство природных ресурсов, экологии и имущественных отношений Оренбургской области.

Виды охотничьих животных, их численность и плотность, обитающая на территории Северного района Оренбургской области представлена в таблице 3.13.3, согласно данным письма № ВГ-12/1031-исх от 19.01.2022 г. Министерства природных ресурсов и имущественных отношений Оренбургской области (см. приложение Ж 0261-01-ИЭИ2). Согласно сведениям, указанным в данном письме, объекты девятой очереди обустройства Байтуганского месторождения расположены на территории охотничьего угодья ООО «Байтуган Сервис». На территории размещения проектируемых объектов, наблюдаются переходы копытных животных (лось, кабан, косуля).

Таблица 3.13.3 – Численность и плотность видов охотничьих животных, обитающих на территории Северного муниципального района Оренбургской области за 2019-2021гг.

№	Вид объектов животного мира	Численность объектов животного мира, особей			Показатель численности особей на 1000 га		
		2019	2020	2021	2019	2020	2021
1	Лось	140	192	216	0,71	0,94	1,06
2	Косуля	389	548	632	1,9	2,7	3,12
3	Кабан	233	293	149	1,15	1,4	0,73
4	Заяц-русак	656	596	567	3,2	2,94	2,8
5	Заяц-беляк	205	183	164	1,01	0,9	0,8
6	Лисица	244	240	215	1,2	1,18	1,06
7	Куница	144	120	102	0,71	0,59	0,5
8	Серая куропатка	2810	2676	3055	13,89	13,23	15,11

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
147

9	Норка	-	228	235	-	1,12	1,16
10	Барсук	293	251	266	1,44	1,24	1,31
11	Бобр	990	1102	1025	4,89	5,45	5,06
12	Ондатра	925	1040	1017	4,57	5,14	5,03
13	Утка	1253	905	929	6,19	4,47	4,59
14	Тетерев	1960	1133	1865	9,69	5,6	9,22
15	Глухарь	-	-	-	-	-	-
16	Сурок	1018	728	1222	5,03	3,6	6

Согласно письму № ДОР-02/3679-исх от 16.12.2021 г. Департамента охоты и рыболовства Самарской области (ДОР) (см. приложение Ж 0261-01-ИЭИ2) объекты обустройства Байтуганского месторождения находятся на территории охотничьих угодий «Камышлинское».

Проектируемые сооружения обустройства Байтуганского месторождения, расположенные на территории Клявлинского района, располагаются на территории общедоступных охотничьих угодий Клявлинского муниципального района Самарской области (ОдОУ м.р. Клявлинский).

В письме ДОР Самарской области сообщает, что сведения о численности охотничьих видов животных и птиц целесообразно принять согласно данным официального сайта департамента: www.dor.samregion.ru/category/devatelnost/monitoring-i-reestry/gosydarstvennyj-monitoring-ohotnichih-resursov/.

Данные о численности и плотности охотничьих животных на 31.03.2022 г. представлены в таблицах 3.13.4-3.13.5.

Для получения информации о наличии/отсутствии в районе намечаемой деятельности путей массовой сезонной миграции охотничьих животных, местах их массового размножения, кормовых угодий, проектным институтом ООО «ОренбургНИПИнефть» был направлен запрос № 1442 от 01.11.2021 г в ДОР СО. Ответным письмом № ДОР-02/3679-исх от 16.12.2021 г, запрашиваемые сведения не предоставлены. Согласно данным геопортала электронного Правительства Самарской области и данным официального сайта ДОР СО, сведения о путях сезонной миграций охотничьих животных на территории охотничьего угодья «Камышлинское» и ОдОУ м.р. Клявлинский Самарской области, отсутствуют. Охотничьи заказники на участке работ отсутствуют.

Таблица 3.13.4 - Численность охотничье-промысловых животных, обитающих в зоне неблагоприятного воздействия в Камышлинском охотничьем угодье по данным на 31.03.2022г.

№ п/п	Вид	Плотность населения вида, на 1000 га	Численность населения вида, особей
1	Кабан	0,14	5
2	Косуля	3,81	136
3	Лось	2,66	95
5	Заяц-русак	1,57	56
6	Заяц-беляк	4,37	156
7	Лисица	1,01	36
8	Барсук	1,2	43
9	Бобр европейский	3,53	126
10	Сурок-байбак	7,07	252
11	Норка	1,15	41
12	Вальдшнеп	2,55	91
13	Глухарь обыкновенный	2,27	81
14	Куропатка серая	65,5	2336

Резерв №

Подпись

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

148

В границах лицензионного участка Байтуганского нефтяного месторождения находятся три особо охраняемые природные территории (все на территории Камышлинского района Самарской области).

Ульяновско-Байтуганское междуречье (50 га) утвержден Постановление Правительства Самарской области №657 от 22.12.2010 г. как уникальный ландшафтный памятник природы регионального значения категории III, IV.

Расположен в 8 км к северу от с. Байтуган. Старовозрастной широколиственный и вторичный осиново-липовый лес на водоразделе; каменистая степь на крутых склонах, сложенных известняками и мергелем.

Ближайший проектируемый объект обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения – высоконапорный водовод от т.вр в высоконапорный водовод БГ-6-скв. 1629 до скв. 421, расположен в 1,7 км к востоку от границ ООПТ регионального значения - Ульяновско-Байтуганское междуречье. Ближайшая проектируемая площадка добывающей скважины № 1115 расположена в 2,5 км к востоку от границ ООПТ Ульяновско-Байтуганское междуречье.

Дубрава кленово-ясенниковая утвержден Постановление Правительства Самарской области №657 от 22.12.2010 г. как памятник природы регионального значения. Расположена в 10 км севернее с. Байтуган. Водораздельная старовозрастная (возраст деревьев более 70 лет) дубрава на всхолмленном склоне. К дубу примешивается черное дерево из клена остролистного и липы.

Ближайший проектируемый объект обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения – выкидной трубопровод от скв. № 1024 до т. врезки в выкидной трубопровод от скв. 221д до АГЗУ-5 (сущ.), а также площадка добывающей скважины № 1024 расположены в 1,65 км к востоку от границ ООПТ регионального значения - Дубрава кленово-ясенниковая

Осиновый и осиново-липовый древостой утвержден решением исполнительного комитета Куйбышевского областного Совета депутатов трудящихся от 25.09.1967 г. как памятник природы регионального значения. Расположен в 9 км к северу от с. Байтуган. В состав памятника природы входят коренные липовые и кленовые дубравы и вторичные осиново - березовые леса, расположенные на водоразделе и склоне, опускающемся в долину р. Байтуган; присутствуют небольшие фрагменты луговой степи.

Ближайший проектируемый объект обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения – высоконапорный водовод от т.вр в высоконапорный водовод БГ-6-скв. 1629 до скв. 421, расположен в 0,5 км к востоку от границ ООПТ регионального значения - Осиновый и осиново-липовый древостой.

Согласно письму Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области № МЛХ-03-03/14072 от 29.06.2022г (Приложение И) на земельных участках, предназначенных для размещения объекта «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», действующие и перспективные особо охраняемые природные территории регионального значения, их охранные зоны, отсутствуют.

Кроме того, в радиусе 10 км от лицензионного участка Байтуганского нефтяного месторождения находятся ещё 4 памятника природы:

Староборискинский парк – лесопарковый, культурно-исторический памятник (3 га), расположенный на южной окраине с. Староборискино Северного района Оренбургской области. Расположен в 4 км к востоку от границы лицензионного участка. Парковые насаждения конца XIX века (отдельные деревья) и более молодые (20-е года нашего века) – сосна, липа, клен остролистный.

Ближайший проектируемый объект обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения – нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-22 до УПН располагается в 6 км к западу от Староборискинского парка.

Ново-Усмановская сероводородная вода (0,1 га). Расположен в 1 км севернее с. Новое

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							150

Усманово, долина реки Мокрый Якшигул. Сероводородный источник в виде старой скважины - колодца с водой, богатой сероводородом, рядом сформировался пруд.

Ближайший проектируемый объект обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения – нефтегазосборный трубопровод от УЗ№35 до УПН располагается в 72 м к западу от источника

Родник Шарлак (0,06 га) Расположен в 2,2 км северо-западнее с. Новое Усманово, у подножия горы Умар-Тау, родник образует ручей, который впадает в пруд на р. Кибит; дебит родника 300-400 л/ч.

Ближайший проектируемый объект обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения – нефтегазосборный трубопровод от УЗ№35 до УПН располагается в 2,8 км к северо-востоку от родника.

Согласно письму Администрации муниципального района Клявлинский Самарской области № 1511/2 от 09.11.2021 г, в районе расположения проектируемых объектов «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», особо охраняемые природные территории местного значения отсутствуют. (см. Приложение К, 0261-01-00-ОВОС2.1).

Согласно письму Администрации муниципального района Камышлинский Самарской области № 1176 от 02.11.2021 г, в районе расположения проектируемых объектов «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», особо охраняемые природные территории местного значения отсутствуют. (см. Приложение К, 0261-01-00-ОВОС2.1).

На подготовительном этапе инженерно-экологических изысканий в Министерство природных ресурсов и экологии и имущественных отношений Оренбургской области был направлен запрос о наличии/отсутствии особо охраняемых территорий регионального и местного значения на территории предполагаемого строительства. Согласно ответу Министерства (письмо № ВБ-12-20/921 от 26.01.2017 г., см. Приложение К, 0261-01-00-ОВОС2.1), в границах участка работ на территории Байтуганского месторождения **особо охраняемые территории областного и местного значения отсутствуют.**

Таким образом, непосредственно в районе строительства проектируемых объектов, особо охраняемые природные территории различного ранга и статуса отсутствуют. Проектируемые объекты находятся на значительном расстоянии, и указанные территории не затрагиваются.

Карта зон экологических ограничений представлена в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист2.

3.14.2 Сведения об объектах культурного наследия, включенных в реестр объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации, выявленных объектах культурного наследия, объектах, обладающих признаками объекта культурного наследия, зонах охраны объектов культурного наследия, защитных зонах объектов культурного наследия

Описание памятников археологии областного значения Самарской области по Камышлинскому району приведено в соответствии информацией расположенной на сайте Управления государственной охраны объектов культурного наследия Самарской области.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист 151
Федерации, выявленных объектах культурного наследия, объектах, обладающих признаками объекта культурного наследия, зонах охраны объектов культурного наследия, защитных зонах объектов культурного наследия Описание памятников археологии областного значения Самарской области по Камышлинскому району приведено в соответствии информацией расположенной на сайте Управления государственной охраны объектов культурного наследия Самарской области.							
Результат		Подп. и дата		Изм. № прото			

Таблица 3.14.1 - Памятники археологии Камышлинского и Клявлинского района Самарской области и Северного района Оренбургской области

№ п/п	Наименование объекта археологического наследия (с расшифровкой пообъектного состава)	Местоположение объекта	Реквизиты и наименование акта о постановке на государственную охрану объекта культурного наследия
Самарская область			
Камышлинский район			
1.	Байтуган, селище	3 км к северу от с.Байтуган	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
2.	Камышла I, селище	3 км к востоку от с.Камышла	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
3.	Камышла II, селище	4 км к юго-востоку от с.Камышла	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
4.	Камышла III, местонахождение керамики	4,5 км к северу от с.Камышла	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
5.	Камышла IV, местонахождение керамики	5 км к ВСВ от с.Камышла	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
6.	Ново-Ермаково, курган одиночный	2 км к западу от с.Новое Ермаково	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
7.	Старое Ермаково, курганный могильник	3 км к востоку от с.Старое Ермаково	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
8.	Старое Ермаково, курган одиночный	4 км к северу от с.Старое Ермаково	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
9.	Старое Ермаково, курганный могильник	0,8 км к югу от с.Старое Ермаково	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
10.	Чулпан, курганный могильник	4 км к ССВ от с.Чулпан	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
11.	Байтуган I, селище	2,3 км к ССВ от с.Татарский Байтуган	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
12.	Байтуган II, селище	1,8 км к ССВ от с.Татарский Байтуган	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
13.	Байтуган I, выработка	0,3 км к ССВ от с.Чувашский Байтуган	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
14.	Байтуган II, выработка	0,16 км к востоку от с.Чувашский Байтуган	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
15.	Ермаково I, селище	2 км к востоку от с.Ермаково	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
16.	Кибит I, селище	1 км к юго-западу от с.Новое Усманово	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
17.	Кибит II, селище	1 км к северо-западу от с.Новое Усманово	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.

Результат №

Подпись и дата

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

152

18.	Кибит III, селище	1 км к северо-западу от с.Новое Усманово	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
19.	Новое Ермаково, курганный могильник	3,3 км к югу от с.Новое Ермаково	Выявлен в ходе проведения разведок в 2005 г.
20.	Новое Усманово I, выработка	0,35 км к юго-западу от с.Новое Усманово	Выявлен в ходе проведения разведок в 2001 г.
21.	Чулпан II, курганный могильник	2 км к юго-востоку от с. Чулпан	Выявлен в ходе проведения разведок в 2002 г.
ИТОГО по Камышлинскому району: 21			

Клявлинский район

1.	Борискино-Игар, курган одиночный	3 км к северо-западу от с.Борискино-Игар	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
2.	Дубенки, курганный могильник	1 км к востоку от с.Дубенки	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
3.	Ойкино, курганный могильник	1,2 км к юго-западу от с. Ойкино	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
4.	Семь Ключей, курганный могильник	6 км к юго-западу от с. Семь Ключей	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
5.	Софьино, курган одиночный	1,5 км от с. Софьино	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
6.	Старое Резяпкино, селище	1 км к юго-западу от с. Старое Резяпкино	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
7.	Степное Дурасово, курганный могильник	1,5 км к северо-востоку от с.Степное Дурасово	РАО № 426-Р от 06.05.1993 г.
8.	Софьино I, курганный могильник	0,3 км к ЗСЗ от с.Софьино	Выявлен в ходе проведения разведок в 2007 г.
9.	Ойкино I, местонахождение керамики и кремня	0,2 км к юго-западу от с. Ойкино	Выявлен в ходе проведения разведок в 2007 г.
10.	Черный Ключ I, селище	юго-восточная окраина пос. Черный Ключ	Приказ №17 от 12.11.2015 г.
ИТОГО по Клявлинскому району: 10			

Оренбургская область

Северный район

1.	Поселение хутор Тумаевский	д. Богдановка, в 2,1 км к востоку от деревни	Приказ №87 от 09.04.2013г.
2.	Одиночный курган Ибряево I	с. Ибряево в 0,8 км к юго-юго-востоку от села	Приказ №87 от 09.04.2013г.
3.	Одиночный курган 1 у с. Кабаевка	с. Кабаевка, в 2,5 км к северо-северо-западу от деревни	Приказ №87 от 09.04.2013г.

Резан или №

Подп и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

153

По результатам исследований, проведенных в 2017 г., был составлен «Технический отчет о проведении археологического обследования земельных участков, подлежащих хозяйственному освоению по проекту: «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» в Северном районе Оренбургской области, в Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области» 2017 г (Акт ГИКЭ от 30.08.2017 г.). Письмом № В-В-2869 от 02.10.2017 г. Министерство культуры и внешних связей Оренбургской области сообщает об отсутствии на земельном участке объектов культурного наследия, включенных в единый государственный реестр ОКН (см. Приложение К 0261-01-ИЭИ2). В соответствии с письмом Управления государственной охраны объектов культурного наследия Самарской области № 43/6708 от 28.11.2017 г (см. Приложение К, 0261-01-00-ОВОС2.1), на земельном участке объектов культурного наследия, включенных в единый государственный реестр ОКН, отсутствуют.

По результатам проведенных исследований была составлена «Документация, содержащая результаты археологического исследования, в соответствии с которыми определяется наличие или отсутствие объектов культурного наследия на земельных участках, подлежащих хозяйственному освоению в зоне Байтуганского нефтяного месторождения, IX очередь в Северном районе Оренбургской области, Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области в части объектов: Трасса трубопровода от скв. 512н-АГЗУ-1, протяженность 956 м; Трасса трубопроводов АГЗУ-47-УЗ-23 нефтесборного трубопровода АГЗУ-11-УПН; АГЗУ-47-УЗ-74 нефтесборного трубопровода АГЗУ-11-УПН – протяженностью 533 м; Трасса трубопроводов АГЗУ-27А-УЗ-15; УЗ-52 – УЗ-78

нефтеборного трубопровода АГЗУ-11-УПН –протяженность 465 м, расположенных в Северном районе Оренбургской области». (Акт ГИКЭ 01.09.2021 г.)

В соответствии с письмом Инспекции государственной охраны объектов культурного наследия Оренбургской области №55-1-2837 от 23.09.2021г на земельных участках, подлежащих хозяйственному освоению по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» объекты культурного наследия, с точки зрения археологии, отсутствуют. А также данная территория расположена вне зон охраны и защитных зон объектов культурного наследия (см. Приложение К, 0261-01-00-ОВОС2.1).

В соответствии с письмом Управления государственной охраны объектов культурного наследия Самарской области УГООКН/2328 от 13.05.2021г на земельных участках, подлежащих хозяйственному освоению по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» объекты культурного наследия с точки зрения археологии, отсутствуют (см. Приложение К, 0261-01-00-ОВОС2.1).

Таким образом, при производстве проектируемых работ вышеуказанные особо охраняемые объекты и территории непосредственно не затрагиваются.

Карта зон экологических ограничений представлена в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист2.

3.14.3 Сведения об объектах всемирного наследия и их охранных (буферных) зонах

Российские природные объекты включены в Список всемирного наследия ЮНЕСКО, представлены в Списке 18 культурными и 11 природными объектами. По количеству природных объектов Россия находится на 4-м месте, вслед за Китаем, Америкой и Австралией. Статус объекта Всемирного наследия имеют 40 российских ООПТ, в числе которых 13 государственных природных заповедников, 7 государственных природных национальных парков, 4 заказника федерального значения, 7 природных парков, 6 заказников регионального значения, 3 памятника природы регионального значения.

Территория обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения *не находится* на территории объектов всемирного наследия. Ближайший объект природного наследия - *Жигулевский государственный природный заповедник им. И.И. Спрыгина*, находится на расстоянии 171,5 км на ЮЗ от территории намечаемой хозяйственной деятельности.

3.14.4 Сведения о пересекаемых водных объектах и водных объектах, расположенных в зоне возможного влияния объектов проектирования (размеры водоохранных зон, прибрежных защитных полос, рыбоохранных зон; данные о присвоенной категории рыбохозяйственного значения)

Ширина водоохранных зон для рек всей исследуемой территории Байтуганского месторождения принимается согласно ст. 65 «Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы» «Водного Кодекса», № 74-ФЗ от 03.06.06. Размер береговой полосы устанавливается согласно ст. 6 «Водные объекты общего пользования» «Водного кодекса», 74-ФЗ от 03.06.06 г. Величина водоохранных зон и прибрежных полос водных объектов в районе намечаемой хозяйственной деятельности представлены в таблице 3.14.2.

Таблица 3.14.2- Величина водоохранных зон и береговой полосы

Название водотока	Длина водотока от истока в районе работ, км	Ширина водоохранной зоны, м	Ширина прибрежной защитной полосы, м	Ширина береговой полосы, м
Река Сок	40-51	200	200	20
Река Окана	14	100	100	20

Резон или №	
Подп и дата	
Име № подл	

						0261-01-00-ОВОС
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Река Байтуган	22	100	100	20
Река Мокрый Якшигул	6,2	50	50	5
Ручей Кибит	3,0	50	50	5
Ручей Кармалка	6,0	50	50	5

Водоохранные зоны, прибрежные защитные полосы водных объектов в пределах района проектируемых работ показаны на карте зон экологических ограничений, в графическая часть Раздела ОВОС2.2 Лист2.

Водоохранная зона (ВОЗ) и прибрежная защитная полоса (ПЗП) р. Сок не затрагивается проектируемыми объектами обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения. Ближайшая к реке трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН расположена на расстоянии 2250 м к северу от ВОЗ и ПЗП р. Сок.

Водоохранная зона (ВОЗ) и прибрежная защитная полоса (ПЗП) р. Байтуган не затрагивается проектируемыми сооружениями. Ближайшая к реке трасса проектируемого выкидного трубопровода от скв. 1751Н до т.вр. в выкидной трубопровод от скв. 1514 до АГЗУ-2 расположена в 535 м к юго-востоку от ВОЗ и ПЗП р. Байтуган, проектируемая трасса выкидного трубопровода от скв. 1717 до АГЗУ-1 расположена в 652 м к востоку от ВОЗ и ПЗП реки Байтуган, проектируемая трасса от выкидного трубопровода от скв. 584А до АГЗУ-2 расположена в 900 м к востоку от ВОЗ и ПЗП р. Байтуган.

Проектируемые сооружения обустройства не затрагивают водоохранную зону (ВОЗ) и прибрежную защитную полосу (ПЗП) р. Кармалка. Ближайшая к реке трасса выкидного трубопровода от скв. 518 до АГЗУ-6 находится в 3065 м к востоку от ВОЗ и ПЗП р. Кармалка.

Водоохранная зона (ВОЗ) и прибрежная защитная полоса (ПЗП) р. Окана не затрагивается проектируемыми сооружениями. Ближайшая к реке трасса проектируемого нефтепровода от АГЗУ-22 до УЗ-46(А) расположена на расстоянии 5 м от ВОЗ и ПЗП р. Окана, проектируемая трасса проектируемого нефтепровода от АГЗУ-22 до ДНС-2 расположена на расстоянии 6 м от ВОЗ и ПЗП р. Окана, проектируемая трасса выкидного трубопровода от скв. 459Н до АГЗУ-19 расположена в 25 м к западу от ВОЗ и ПЗП р. Окана, проектируемая трасса выкидного трубопровода от скв. 1738А до точки врезки в выкидной трубопровод от скв. 1738 до АГЗУ-19 расположена в 97 м к востоку от ВОЗ и ПЗП реки Окана.

Ручей Кибит не затрагивается проектируемыми объектами обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения. Ближайший проектируемый объект высоконапорный водовод от т. врезки в высоконапорный водовод «БГ-9 – скв. 409 до скв. 402н» расположен на расстоянии 1950 м к северо-востоку от ВОЗ и ПЗП р. Кибит

Трассы проектируемых линейных сооружений пересекают поверхностные водотоки: р. Мокрый Якшигул, ручьи без названия.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН пересекает:

- реку Мокрый Якшигул на ПК39+74,90-ПК39+79,00;
- ручей без названия на ПК42+30,00-ПК43+0,00.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от УЗ №35 до УПН пересекает:

- реку Мокрый Якшигул на ПК40+29,10-ПК41+23,70;
- ручей без названия на ПК42+86,50-ПК43+60,00.

Трасса проектируемого напорного нефтепровода от УЗ №5 до УПН Ду250 пересекает перед подходом к УПН реку Мокрый Якшигул. В начале перехода устанавливается узел запорной арматуры УЗ №13 (ПК58+95,70). В конце перехода будет установлена задвижка

Результат	
Подпись	
Имя, №, дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

156

с электроприводом на входной гребенке У-1 (территория УПН).

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-22 до ДНС-2 пересекает в районе ДНС-2 ручей без названия на ПК34+47,80-ПК35+8,20.

Проектируемые линейные сооружения находятся в границах водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы р. Мокрый Якшигул и руч. б/н.

В соответствии с Водным кодексом Российской Федерации от 03.06.2006 г. №74-ФЗ (действующая редакция), разделе охраны окружающей среды были разработаны мероприятия по снижению негативного воздействия на водные биоресурсы и среду их обитания, был произведен расчет ущерба водным ресурсам. Заключение о согласовании намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проектной документации «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» Федеральным агентством по рыболовству № УО2-3196 от 20.09.2021 г. представлено в приложении Е1 раздела 0261-01-00-ОВОС2.2.

3.14.5 Сведения о зонах затопления и подтопления (по результатам инженерно-геологических изысканий)

Подтопление - инженерно-геологический процесс, при котором в результате изменения водного режима и баланса территории происходит повышение уровня подземных вод и/или влажности грунтов.

Сведения о подтоплении территории представлены на основании инженерно-геологических изысканий, выполненных на территории намечаемой хозяйственной деятельности в 2020 г. (см. Том 2 0261-01-ИГИ).

В районе скважин геологических №171, 172, 198, территория относится к подтопленной в естественных условиях I-A.

Геологическая скважина №171 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 0,6 м уровень воды установился на глубине 0,5 м.

Геологическая скважина №172 была заложена выше пересечения трассой нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 3,0 м уровень воды установился на глубине 2,9 м.

Геологическая скважина №198 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН реки Мокрый Якшигул. Участок естественно подтоплен. Уровень воды 0,0м

Остальная часть отнесена к неподтопляемой в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин III-A-1.

3.14.6 Сведения о лесах (данные о наличии или отсутствии в границах участков проведения работ защитных лесов и особо защитных участков лесов)

В границах территории, применительно к которой осуществлялись инженерные изыскания, находятся земли государственного лесного фонда.

Сведения о землях лесного фонда (квартал, выдел), в пределах участка изысканий Оренбургской области, были получены письмом Министерства природных ресурсов, экологии и имущественных отношений Оренбургской области № ВГ-12-19/1031 от 19.01.2022 г. (см. Приложение И 0261-01-00-ОВОС2.1).

Проектируемые объекты расположены в границах земель лесного фонда на территории ГКУ «Клявлинское лесничество» Камышлинского участкового лесничества квартал 105 части выделов 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 28; квартал 106 части выделов 4, 5, 11, 13, 16, согласно письму министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области № МЛХ-05-02/23052 от 16.09.2021.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.

На землях государственного лесного фонда проектируемые скважины и нефтепроводы расположены в пределах существующих коридоров коммуникаций, на ранее отведенных лесных участках. Изъятие и (или) резервирование земельных участков для нужд проектирования в границах территории предполагаемого строительства, не требуется. Вырубка древесной растительности не требуется.

Сведения о лесных участках в границах Самарской области

Проектируемые объекты расположены в границах земель лесного фонда на территории ГКУ «Клявлинское лесничество» Камышлинского участкового лесничества квартал 105 части выделов 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 28; квартал 106 части выделов 4, 5, 11, 13, 16.

В соответствии с приказом Федерального агентства лесного хозяйства от 30.12.2008 № 435 «Об определении количества лесничеств на территории Самарской области и установление их границ» Камышлинское участковое лесничество входит в состав Клявлинского лесничества Самарской области.

На момент проведения инженерных изысканий, на территории Клявлинского лесничества Самарской области распространяется действие лесохозяйственного регламента, утвержденного приказом Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области от 31.07.2018 № 405.

Леса на территории Самарской области в соответствии со статьей 8 Федерального закона от 04.12.2006 № 201-ФЗ «О введении в действие Лесного кодекса Российской Федерации» отнесены к защитным лесам, что отражено в Лесном плане Самарской области, утвержденном постановлением Губернатора Самарской области от 19.02.2019 № 17, и лесохозяйственном регламенте Клявлинского лесничества.

Сведения о землях лесного фонда в пределах участка изысканий Самарской области, представлены в таблице 4.14.3.

Таблица 3.14.3 – Сведения о лесных участках Самарской области

Субъект Российской Федерации	Самарская область	
Муниципальное образование	Камышлинский район	
Категория земель	земли лесного фонда	
Лесничество (лесопарк)	Клявлинское	
Участковое лесничество, урочище (при наличии)	Камышлинское	
Целевое назначение лесов, категория защитных лесов	защитные леса	
Квартал, лесотаксационный выдел/часть лесотаксационного выдела	квартал 105 части выделов 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 28	квартал 106 части выделов 4, 5, 11, 13, 16
Площадь проектируемого лесного участка, га	2,7807	1,2064
Целевое назначение	защитные леса	
Категории защитных лесов	леса, расположенные в лесостепных зонах, запретные полосы, расположенные вдоль водных объектов	
Виды разрешенного использования лесов (согласно Лесохозяйственного	– заготовка древесины; – заготовка и сбор недревесных лесных ресурсов; – заготовка пищевых лесных ресурсов и сбор лекарственных растений;	

Резонанс №	
Подпись	
Имя № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
158

регламента Клявлинского лесничества)	– осуществление видов деятельности в сфере охотничьего хозяйства; – осуществление научно-исследовательской, образовательной деятельности; – осуществление рекреационной деятельности; – выращивание посадочного материала лесных растений; – выполнение работ по геологическому изучению недр, разработка месторождений полезных ископаемых; – строительство и эксплуатация водохранилищ и иных искусственных водных объектов, а также гидротехнических сооружений и специализированных портов; – строительство, реконструкция, эксплуатация линий электропередачи, линий связи, дорог, трубопроводов и др. линейных объектов; – осуществление религиозной деятельности.
Сведения об обременениях проектируемых лесных участков	квартал 105 части выделов 11, 17, 18, 19, 21, 28; квартал 106 части выделов 9, 10, 15, 17, 18 Камышлинского участкового лесничества Клявлинского лесничества Самарской области обременены по договору аренды от 29.04.2016 № 482 со сроком пользования до 31.12.2037 г.

Согласно данным государственного лесного реестра (выписка), представленные письмом № МЛХ-05-02/27397 от 11.11.2021 г (см. Приложение Ж 0261-01-ИЭИ2), квартал 105 (выделы 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 28) и квартал 106 (выделы 4, 5, 11, 13, 16) Камышлинского участкового лесничества, в которых расположены проектируемые лесные участки, относятся к защитным лесам, категории защитных лесов – леса, расположенные в лесостепных зонах.

Согласно выписке из лесного реестра, на данных лесных участках особо защитные участки лесов (ОЗУ), особо охраняемые природные территории (ООПТ), зоны с особыми условиями использования территорий отсутствуют (ЗОУИТ).

Согласно абз. 35, 36, 39, 50, 88 подпункта а) пункта 1, Распоряжения Правительства РФ от 30.04.2055 № 1084-р «Об утверждении Перечня объектов капитального строительства, не связанных с созданием лесной инфраструктуры, для защитных лесов, эксплуатационных лесов, резервных лесов», проектируемые сооружения (добывающе скважины, межпромысловые нефтепроводы, межпромысловые нефтеколлекторы, линии ВЛ, кабельные линии, водоводы), относятся к сооружениям, которые допускается размещать в защитных лесах.

Письмом № МЛХ-05-02/14650 от 06.07.2022 г, Министерство лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области согласовывает проект межевания территории, в целях строительства, реконструкции и эксплуатации линейного объекта №Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь». (см. Приложение И Раздел 0261-01-00-ОВОС2.1, Листы 270-271).

Сведения о формируемых лесных участках в границах Оренбургской области

Проектируемый объект расположен в границах земель лесного фонда на территории ГКУ «Северное лесничество» Верхне-Сокского участкового лесничества кварталы 48 части

Резерв	№
Подп.	и
Изм.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
159

выделов 25; 49 части выделов 6, 7, 21, 23; 54 части выделов 7, 9, 10, 17, 37; 55 части выделов 3, 9, 11, 14-18, 21, 24; 70 части выделов 2, 6, 12, 13, 17, 18, 22, 35; 75 части выделов 1-3, 11-13, 24-26, 28, 29, 32, 33, 35, 36; 76 части выделов 4, 6, 11, 13, 14, 18, 19, 24, 25, 29; 79 части выделов 10, 11, 12, 15, 16, 18, 19, 20, 23, 25, 30-34; 80 части выделов 4, 6-9, 19, 21, 35; 86 части выделов 25, 26, 27, 31, 34, 37; 87 части выделов 4-7, 22; 88 части выделов 1, 2, 4, 5, 11, 15, 17, 18, 21; 89 части выделов 1; 91 части выделов 2, 4, 10, 12; 92 части выделов 3, 5, 7, 12, 15, 19; 93 части выделов 2, 5, 8, 10, 12, 14; 94 части выделов 31; 97 части выделов 4, 6, 9, 10, 13, 16, 29; 98 части выделов 7, 12, 14, 16-20; 99 части выделов 1, 4, 5, 8, 10, 12, 14, 16, 19; 100 части выделов 5-8, 47; 101 части выделов 1-5, 8-13; 102 части выделов 1-4, 8, 11, 32, согласно сведениям государственного лесного реестра (выписка из государственного лесного реестра от 06.09.2021).

На момент проведения инженерных изысканий, на территории Северного лесничества Оренбургской области распространяется действие лесохозяйственного регламента, утвержденного приказом Министерства лесного и охотничьего хозяйства Оренбургской области от 17.12.2018 № 385.

Леса на территории Оренбургской области в соответствии со статьей 8 Федерального закона от 04.12.2006 № 201-ФЗ «О введении в действие Лесного кодекса Российской Федерации» отнесены к защитным лесам, что отражено в Лесном плане Оренбургской области, утвержденном Указом Губернатора Оренбургской области от 29.12.2018 № 773-ук, и лесохозяйственном регламенте Северного лесничества.

Согласно указанным документам лесного планирования кварталы 48, 49, 54, 55, 70, 75, 76, 79, 80, 86, 87, 88, 89, 91, 92, 93, 94, 97, 98, 99, 100, 101, 102 Верхне-Сокского участкового лесничества, в котором расположены проектируемые лесные участки, относятся к защитным лесам, категории защитных лесов – леса, имеющие научное или историческое значение.

Сведения о землях лесного фонда в пределах участка изысканий Оренбургской области, представлены в таблице 3.14.4.

Таблица 3.14.4 – Сведения о лесных участках Оренбургской области

Субъект Российской Федерации	Оренбургская область						
Муниципальное образование	Северный район						
Категория земель	земли лесного фонда						
Лесничество (лесопарк)	Северное						
Участковое лесничество, урочище (при наличии)	Верхне-Сокское						
Целевое назначение лесов, категория защитных лесов	защитные леса, научного или исторического значения						
Квартал, лесотаксационный выдел/часть лесотаксационного выдела	квартал 48 части выделов	квартал 49 части выделов	квартал 54 части выделов	квартал 55 части выделов	квартал 70 части выделов	квартал 75 части выделов	квартал 76 части выделов
Площадь проектируемого лесного участка, га	8,7827	1,7838	1,2111	6,3727	5,3253	8,9092	6,7470
Квартал, лесотаксационный выдел/часть лесотаксационного выдела	квартал 79 части выделов	квартал 80 части выделов	квартал 86 части выделов	квартал 87 части выделов	квартал 88 части выделов	квартал 89 части выделов	квартал 91 части выделов
Площадь проектируемого лесного участка, га	11,0263	5,9645	3,7789	3,2063	7,3179	3,1074	6,0172
Квартал, лесотаксационный выдел/часть лесотаксационного выдела	квартал 92 части выделов	квартал 93 части выделов	квартал 94 части выделов	квартал 97 части выделов	квартал 98 части выделов	квартал 99 части выделов	квартал 100 части выделов

0261-01-00-ОВОС

Лист

160

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Площадь проектируемого лесного участка, га	5,2364	7,4086	3,2477	10,6612	3,7398	3,8068	5,2285
Квартал, лесотаксационный выдел/часть лесотаксационного выдела	квартал 101 части выделов	квартал 102 части выделов					
Площадь проектируемого лесного участка, га	7,0094	3,8722					
Целевое назначение	кварталы 48, 49, 54, 55, 70, 75, 76, 79, 80, 86, 87, 88, 89, 91, 92, 93, 94, 97, 98, 99, 100, 101, 102 Верхне-Сокского участкового лесничества, в котором расположены проектируемые лесные участки, относятся к защитным лесам						
Категории защитных лесов	леса, имеющие научное или историческое значение						
Виды разрешенного использования лесов (согласно Лесохозяйственного регламента Клявлинского лесничества)	Лесохозяйственным регламентом Северного лесничества в кварталах 48, 49, 54, 55, 70, 75, 76, 79, 80, 86, 87, 88, 89, 91, 92, 93, 94, 97, 98, 99, 100, 101, 102 Верхне-Сокского участкового лесничества и соответственно в проектируемых лесных участках установлены следующие виды разрешенного использования лесов: – заготовка древесины; – заготовка и сбор недревесных лесных ресурсов (лесные земли); – заготовка пищевых лесных ресурсов и сбор лекарственных растений (лесные земли); – осуществление видов деятельности в сфере охотничьего хозяйства; – ведение сельского хозяйства; – осуществление научно-исследовательской деятельности, образовательной деятельности; – осуществление рекреационной деятельности; – выращивание лесных плодовых, ягодных, декоративных растений, лекарственных растений; – выращивание посадочного материала лесных растений (саженцев, сеянцев); – выполнение работ по геологическому изучению недр, разработка месторождений полезных ископаемых; – строительство и эксплуатация водохранилищ, иных искусственных водных объектов, а также гидротехнических сооружений, специализированных портов; – строительство, реконструкция, эксплуатация линейных объектов – осуществление религиозной деятельности; – иные виды (статья 48 Лесного кодекса РФ).						
Сведения об обременениях проектируемых лесных участков	По данным государственного лесного реестра части выделов 21, 24, 25, 33, 37 квартала 86; части выделов 12, 14, 21, 22 квартала 87; части выделов 2, 11, 12, 13 квартала 91; части выделов 4, 5, 10, 16, 26, 29 квартала 97; части выделов 7, 47 квартала 100; части выделов 10, 18, 40, 41, 42, 43, 51 квартала 101; части выделов 19, 20, 21, 23 квартала 102 Верхне-Сокского участкового лесничества Северного лесничества Оренбургской области обременены по договорам аренды с ООО «Байтуган Сервис» от 28.08.2012 № 25/12 для осуществления видов деятельности в сфере охотничьего хозяйства и с ООО «БайТекс» № 316/10 от 19.04.2010, № 317-10 от 19.04.2010, №14/17 от 15.06.2017, № 04/18 от 16.03.2018, № 15/18 от 15.06.2018.						

Согласно данным государственного лесного реестра на проектируемом лесном участке особо защитные участки лесов (ОЗУ), особо охраняемые природные территории (ООПТ), зоны с особыми условиями использования территорий отсутствуют (ЗОУИТ).

Резм. или №	
Подп. и дата	
Или № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

161

Согласно лесохозяйственному регламенту Северного лесничества кварталы: 48 части выделов 25; 49 части выделов 6, 7, 21, 23; 54 части выделов 7, 9, 10, 17, 37; 55 части выделов 3, 9, 11, 14-18, 21, 24; 70 части выделов 2, 6, 12, 13, 17, 18, 22, 35; 75 части выделов 1-3, 11-13, 24-26, 28, 29, 32, 33, 35, 36; 76 части выделов 4, 6, 11, 13, 14, 18, 19, 24, 25, 29; 79 части выделов 10, 11, 12, 15, 16, 18, 19, 20, 23, 25, 30-34; 80 части выделов 4, 6-9, 19, 21, 35; 86 части выделов 25, 26, 27, 31, 34, 37; 87 части выделов 4-7, 22; 88 части выделов 1, 2, 4, 5, 11, 15, 17, 18, 21; 89 части выделов 1; 91 части выделов 2, 4, 10, 12; 92 части выделов 3, 5, 7, 12, 15, 19; 93 части выделов 2, 5, 8, 10, 12, 14; 94 части выделов 31; 97 части выделов 4, 6, 9, 10, 13, 16, 29; 98 части выделов 7, 12, 14, 16-20; 99 части выделов 1, 4, 5, 8, 10, 12, 14, 16, 19; 100 части выделов 5-8, 47; 101 части выделов 1-5, 8-13; 102 части выделов 1-4, 8, 11, 32 Верхне-Сокского участкового лесничества, в границах которых расположены проектируемые лесные участки, могут использоваться для выполнения работ по геологическому изучению недр, разработки месторождений полезных ископаемых.

Письмом № ВГ-12-19/20399 от 27.07.2022 Министерство природных ресурсов и имущественных отношений Оренбургской области согласовывает документацию по планировке территории линейного объекта «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» (см. Приложение И 0261-01-00-ОВОС2.1).

3.14.7 Сведения о поверхностных и подземных источниках водоснабжения и зонах санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения

Сведения о зонах санитарной охраны поверхностных и подземных питьевых водозаборов в районе намечаемой хозяйственной деятельности имеются в Генеральных планах и правилах землепользования и застройки сельских поселений, которые размещены на сайте [https:// fgistp.economy.gov.ru](https://fgistp.economy.gov.ru).

Согласно письму № 164 от 14.06.2022 г. Администрации муниципального района Камышлинский Самарской области (см. Приложение К раздела 0261-01-00-ОВОС2.1), поверхностные и подземные источники хозяйственно-питьевого водоснабжения и их зоны санитарной охраны в районе размещения объектов обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения отсутствуют.

Согласно письму Администрации муниципального района Клявлинский Самарской области № 830/6 от 16.06.2022 г. (см. Приложение К раздела 0261-01-00-ОВОС2.1), в Клявлинском районе имеются следующие источники питьевого водоснабжения: Родник № 7 в с. Ерилкино Клявлинского района, р. Байтуган.

Для данных источников разработан проект зон санитарной охраны, в котором установлены размеры и границы I, II, III поясов ЗСО. Сведения о размерах поясов ЗСО приведены согласно проекту зон санитарной охраны питьевых водозаборов и представлены в таблицах 3.14.5, 3.14.6.

Таблица 3.14.5 – Сведения о размере I пояса ЗСО Родника № 7

Местонахождение объекта	Наименование объекта	№ пояса ЗСО	Размеры поясов ЗСО, м		
			СВ и СЗ, м	ЮВ, м	ЮЗ, м
с. Ерилкино	Родник № 7	I	30,0	15,0	50,0

Таблица 3.14.6 – Сведения о размерах II и III пояса ЗСО Родника № 7, р. Байтуган

						0261-01-00-ОВОС	Лист 162
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Местонахождение объекта	Наименование объекта	№ пояса ЗСО	Размеры поясов ЗСО, м		
			Вниз, м	Вверх, м	Ширина, м
с. Ерилкино	Родник № 7	II	55,3	90,22	243,32
		III	55,3	397,48	663,6
р. Байтуган		II-III	250,0	777,6	1000,0

Границы зон санитарной охраны указанных источников водоснабжения не внесены в ЕГРН.

Зоны санитарной охраны вышеуказанных объектов нанесены на карту функционального назначения (см. графическую часть раздела 0261-01-00-ОВОС2.2 Лист 2).

Проектируемые объекты обустройства не нарушают границы поясов зон санитарной охраны Родника № 7 и р. Байтуган. Ближайший проектируемый объект – выкидной трубопровод от скв. № 172н до т.вр. в выкидной трубопровод от скв. № 15.14. до АГЗУ-2, расположен на расстоянии 1072 м от границ III пояса зоны ЗСО Родника № 7 и в 887 с от границ III пояса зоны ЗСО р. Байтуган.

Согласно письму № 7 от 17.01.2018 г. Администрации Староборискинский сельсовет Северного района Оренбургской области (см. Приложение К раздела 0261-01-00-ОВОС2.1) зоны санитарной охраны подземных и поверхностных питьевых водозаборов, полигоны ТКО отсутствуют, так как питьевой водозабор находится на территории села Староборискино, территории ЗСО не граничат с Байтуганским месторождением.

Согласно письму № 01-01-12/1032 от 18.07.2022 г. Администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области (см. Приложение К раздела 0261-01-00-ОВОС2.1), ближайший источник питьевого водоснабжения находится в с. Бакаево Северного района. Следовательно, проектируемые объекты девятой очереди Байтуганского месторождения не затрагивают поверхностные и подземные источники хозяйственно-питьевого водоснабжения и их зоны санитарной охраны в Северном районе Оренбургской области.

На территории УПН Байтуганского месторождения расположены источники питьевого водоснабжения Ново-Усмановский водозабор скважины № 16, 17.

Водозабор эксплуатируется ООО «БайТекс» на основании лицензии СМР 01006 ОС, выданной 31.08.2005 г, сроком до 05.10.2028 года. Устье скважин выведены на дневную поверхность, вокруг устья скважин зацементированы.

ООО «Региональная Экологическая Компания» разработало проект обоснования зоны санитарной охраны. Для скважин Ново-Усмановского водозабора установлены зоны санитарной охраны в количестве трех поясов (см. таблицу 3.14.5).

Таблица 3.14.5- Размеры I, II и III поясов ЗСО скв. № 16, 17 Ново-Усмановского водозабора

№ пояса ЗСО	Протяжённость зоны по потоку движения подземных вод		
	Вверх – R, м	Вниз – r, м	Ширина – d, м
I	-	-	30
II	155,4	142,45	187,81
III	1916,6	259,0	642,81

Размер зон санитарной охраны Ново-Усмановского водозабора утвержден санитарно-эпидемиологическим заключением Роспотребнадзора по Самарской области № 63.СЦ.04.000.Т.002411.12.17 от 11.12.2017 г. см. Приложение М 0261-01-ИЭИ2

№ пояса ЗСО	Протяжённость зоны по потоку движения подземных вод		
	Вверх – R, м	Вниз – r, м	Ширина – d, м
I	-	-	30
II	155,4	142,45	187,81
III	1916,6	259,0	642,81

Размер зон санитарной охраны Ново-Усмановского водозабора утвержден санитарно-эпидемиологическим заключением Роспотребнадзора по Самарской области № 63.СЦ.04.000.Т.002411.12.17 от 11.12.2017 г. см. Приложение М 0261-01-ИЭИ2

						0261-01-00-ОВОС	Лист
							163
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В пределах II и III поясов ЗСО находятся действующие объекты нефтепромысла: газо- и нефтепроводы, товарный парк УПН, водоводы, подземные резервуары (металлические и бетонные), насосные станции и т.п.

Проектируемые объекты обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения нарушают режим II и III поясов зон санитарной охраны скв. №№ 16, 17 хозяйственно-питьевого водозабора

Данные по нарушению поясов ЗСО представлены в таблице 3.14.6.

Таблица 3.14.6 – Перечень объектов нарушающих зоны санитарной охраны

№ п/п	Название объекта	Нарушение I пояса ЗСО(скв.16)	Нарушение II пояса ЗСО	Нарушение III пояса ЗСО
1.	Участок нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН (ПК56+57,6 – ПК61+83,6)	Не нарушает	262 м на СВ	512 м на СВ
2.	Камера приема МКПУ очистных устройств DN 150 на нефтегазосборном трубопроводе АГЗУ-11-УПН, установленная на УПН Байтуганского месторождения	Не нарушает	108 м на СВ	
3.	Участок нефтегазосборного трубопровода от УЗ №5 до УПН (ПК57+45,25 – ПК60+91,70)	Не нарушает	110 м на С	324 м на С
4.	Участок нефтегазосборного трубопровода от УЗ-35 до УПН (ПК57+32,5- ПК62+19,7)	Не нарушает	216 м на СВ	501 м на СВ
5.	Камера приема МКПУ очистных устройств DN 150 на нефтегазосборном трубопроводе УЗ №35-УПН, установленная на УПН Байтуганского месторождения	Не нарушает	101 м на СВ	
6.	Площадка входной гребёнки ГР-1	Не нарушает	99 м на С	

Согласно п.3.2.2.4 СанПиН 2.1.4-1110-02 в третьем поясе водозабора *допускается* размещение объектов, обуславливающих опасность химического загрязнения подземных вод, только при использовании защищённых подземных вод, при условии выполнения специальных мероприятий по защите водоносного горизонта от загрязнения при наличии санитарно-эпидемиологического заключения центра государственного санитарно-эпидемио-логического надзора, выданного с учётом заключения органов геологического контроля.

На этапе проектирования было получено Гидрогеологическое заключение об отсутствии ухудшения качества питьевой воды на Ново-Усмановском питьевом водозаборе Камышлинского района Самарской области, выдано Росгеология АО «Компания вотемиро» №04/271 от 31.05.2022г.(см. Приложение Д в 0261-01-00-ОВОС2.1).

Перечень мероприятий по защите водоносного горизонта от загрязнения представлен в п. 5.3 данной книги. Согласно гидрогеологического заключения: *«партия мониторинга, осуществляющая государственный мониторинг геологической среды в Оренбургской области, считает, что при выполнении в полном объеме всего комплекса природоохранных мероприятий в части охраны подземных вод от загрязнения, запроектированных при строительстве трубопроводов, существенного влияния при их*

Резон или №	
Подп и дата	
Имя № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
164

эксплуатации на качество подземных вод водоносного верхнеказанского комплекса Ново-Усмановского месторождения не ожидается».

Санитарно-эпидемиологическое заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» от 19.07.2022 г. № 13127 о соответствии предусмотренных специальных мероприятий по защите подземных вод от загрязнения, государственным санитарным нормам и правилам: СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения», СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» представлено в Приложении Д Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1.

Карта зон экологических ограничений представлена в графической части Раздела ОВОС2.3 Лист2.

3.14.8 Сведения о территориях лечебно-оздоровительных местностей и курортов федерального, регионального и местного значения (в том числе сведениях о наличии или отсутствии в границах участков проведения работ округов санитарной (горно-санитарной) охраны территорий лечебно-оздоровительных местностей и курортов)

В настоящее время установлен Порядок ведения государственного реестра курортного фонда Российской Федерации, утверждённый приказом Минздравсоцразвития России от 06.08.2007 №522, который регулирует вопросы, связанные с ведением Государственного реестра курортного фонда Российской Федерации.

В данном Реестре содержится информация о наличии на территории Самарской и Оренбургской области следующих лечебно-оздоровительных местностей и курортов:

- курорт Сергиевские минеральные воды, границы и режим округа санитарной охраны которого утверждены постановлением Министерства здравоохранения СССР и Всесоюзного Центрального профессиональных союзов от 28.02.1978г №8-68 «Об установлении границ округов санитарной охраны курортов общесоюзного значения Нальчик Кабардино-Балкарской АССР, Сергиевские Минеральные воды Куйбышевской области и Шмаковка Приморского края»;

- курорт Солёные озера, границы и режим округа санитарной охраны которого утверждены постановлением Правительства Оренбургской области от 02.02.2015 №51-п «Об утверждении границ и режимов округа горно-санитарной охраны курорта местного значения «Солёные озера» Соль-Илецкого района Оренбургской области».

Таким образом, можно сделать вывод, проектируемые объекты обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения не расположены на территориях лечебно-оздоровительных местностей и курортов федерального значения, так как территория намечаемой хозяйственной деятельности расположена в Крявлнинской и Камышлинском районе Самарской области, и Северном районе Оренбургской области, а близлежащие курорты расположены на территории Сергиевского района Самарской области и Соль-Илецкого района Оренбургской области.

Согласно письму Министерства здравоохранения Самарской области № 16233 от 23.12.2021 г в районе намечаемой хозяйственной деятельности по проекту 0261 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» территорий лечебно-оздоровительных местностей и курортов регионального значения, включая санаторно-курортные организации, в отношении которых министерство исполняет функции и полномочия учредителя, не имеется (см. Приложение K0261-01-00-ОВОС2.1).

Согласно письму администрации муниципального района Камышлинский Самарской области № 743 от 06.06.2022 г в районе намечаемой хозяйственной деятельности по проекту 0261 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» округов санитарной охраны курортов, лечебно-оздоровительных местностей, курортов и природно-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							165

лечебных ресурсов местного значения не имеются (см. Приложение К Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

Согласно письму администрации муниципального района Клявлинский Самарской области № 868/2 от 24.06.2022 г в районе намечаемой хозяйственной деятельности по проекту 0261 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» округов санитарной (горно-санитарной) охраны курортов, лечебно-оздоровительных местностей, курортов и природно-лечебных ресурсов местного значения не имеются (см. Приложение К Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

Согласно письму администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области № 01-01-12/1031 от 18.07.2022 г в районе намечаемой хозяйственной деятельности по проекту 0261 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» отсутствуют округа санитарной (горно-санитарной) охраны курортов, лечебно-оздоровительных местностей, курорты и природно-лечебные ресурсы местного значения (см. Приложение К Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

Сведения о зонах отдыха, туризма, объектах культурно-досугового значения, зонах рекреации приведены согласно Генеральным планам и правилам землепользования и застройки сельских поселений в Староборискинском сельсовете Северного района Оренбургской области и Старосеменкинского сельсовета Клявлинского района и Новоусмановского и Байтуганского сельсовета Камышлинского района Самарской области согласно данным сайта [https:// fgistp.economy.gov.ru](https://fgistp.economy.gov.ru).

Согласно рассмотренным материалам, утвержденных зон отдыха и туризма на территории Староборискинского сельсовета отсутствует. Объекты культурно-досугового назначения расположены непосредственно в населенных пунктах. Зоны рекреации указаны на схемах функционального зонирования сел Татарский Байтуган, Чувашский Байтуган, Русский Байтуган и Новое Усманово Камышлинского района, села Староборискино МО Староборискинского сельсовета Северного района, Старое Семенкино и Ерилкино Клявлинского района.

Район строительства не затрагивает вышеуказанные объекты культуры, отдыха и зоны рекреации.

Карта зон с особыми условиями использования территории в границах Староборискинского сельсовета Северного района Оренбургской области, Ново Усмановского сельского поселения представлена в графическом приложении Раздела 0261-01-00-ОВОС2.2.

3.14.9 Сведения о скотомогильниках, биотермических ямах и других местах захоронения трупов животных (в том числе сведений о наличии или отсутствии в границах участков проведения работ: установленных санитарно-защитных зон скотомогильников, биотермических ям, «морových полей»), а также о территориях, признанных уполномоченным органом неблагополучными по факторам эпизоотической опасности

В соответствие с письмами Департамента ветеринарии Самарской области №ДВ-02/4625 от 09.11.2021 года и Министерства сельского хозяйства, торговли, пищевой и перерабатывающей промышленности Оренбургской области №01-02-07/6009 от 29.12.2021года зарегистрированные скотомогильники (биотермические ямы) и другие места захоронения трупов животных на территории строительства проектируемых объектов и в радиусе 1000 метров отсутствуют (см. приложение К Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							166

3.14.10 Сведения о наличии на территории намечаемого строительства особо ценных продуктивных сельскохозяйственных угодий

Согласно письму №01-04-06/1567 от 10.11.2021г Министерства сельского хозяйства, торговли, пищевой и перерабатывающей промышленности Оренбургской области, и письму №МСХ-5-18/4337 от 06.12.2021г. Министерства сельского хозяйства и продовольствия Самарской области на территории намечаемого строительства особо ценных продуктивных сельскохозяйственных угодий, использование которых для других целей отсутствуют (см. приложение К Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

3.14.11 Данные о свалках и полигонах промышленных и твердых коммунальных отходов

Для получения информации о наличии полигонов ТКО, внесенных в ГРОГО, был направлен запрос в Южно-Уральское межрегиональное управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора). Согласно письму Южно-Уральского межрегионального управления Росприроднадзора № 02/3371 от 10.11.2021 г., информация об объектах размещения отходов, включённых в ГРОГО, с указанием ближайшего населённого пункта, размещены на сайте <https://rpn.gov.ru/regions/02/>. (см. Приложение М 0261-01-ИЭИ2).

Согласно Реестру объектов размещения отходов, размещённых на сайте <https://rpn.gov.ru/regions/02/>, ближайшим к участку работ полигоном ТКО является полигон (№ ГРОГО 56-00051-3-00705-021116), эксплуатирующийся организацией МУП МО «город Бугуруслан» «Специальное автомобильное хозяйство» Оренбургская область, г. Бугуруслан. Расстояние перевозки отходов от места их образования до полигона ТКО, составляет, примерно 100 км.

Согласно письму № 164 от 14.06.2022 г. Администрации муниципального района Камышлинский Самарской области (см. Приложение К раздела 0261-01-00-ОВОС2.1), несанкционированные свалки, полигоны ТКО и места захоронения опасных отходов производства и потребления в районе размещения объектов обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения отсутствуют.

Согласно письму Администрации муниципального района Клявлинский Самарской области № 830/6 от 16.06.2022 г. (см. Приложение К раздела 0261-01-00-ОВОС2.1), несанкционированные свалки, полигоны твердых бытовых отходов и места захоронения опасных отходов производства и потребления на участке намечаемой деятельности по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», отсутствуют.

Согласно письму Администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области № 01-01-12/1032 от 18.07.2022 г. (см. Приложение К раздела 0261-01-00-ОВОС2.1), несанкционированные свалки, полигоны твердых бытовых отходов и места захоронения опасных отходов производства и потребления на участке намечаемой деятельности по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», отсутствуют.

3.14.12 Сведения о приаэродромных территориях аэродромов гражданской, экспериментальной авиации

Согласно письму 1301/04 от 19.01.2022 Федеральное агентство воздушного транспорта (Росавиация) сообщает. Информация об установленных приаэродромных территориях аэродромов гражданской авиации размещена на официальном сайте Росавиации по ссылке: <https://favt.gov.ru/dejatelnost-ajeroporty-i-ajerodromy-priaer-terr-aerodromov-ga/>.

Сведения о распоряжении приаэродромных территорий, приняты согласно сайту <https://favt.gov.ru>. Проектируемые объекты IX очереди находится на расстоянии 18,2 км к

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							167

северо-западу от пятая подзоны приаэродромной территории аэродрома Бугуруслан-Северный.



Фото 3.14.1 Приаэродромные территории Бугуруслан-Северное (5 подзона)

Рэгіён №

Подзона

Лист №

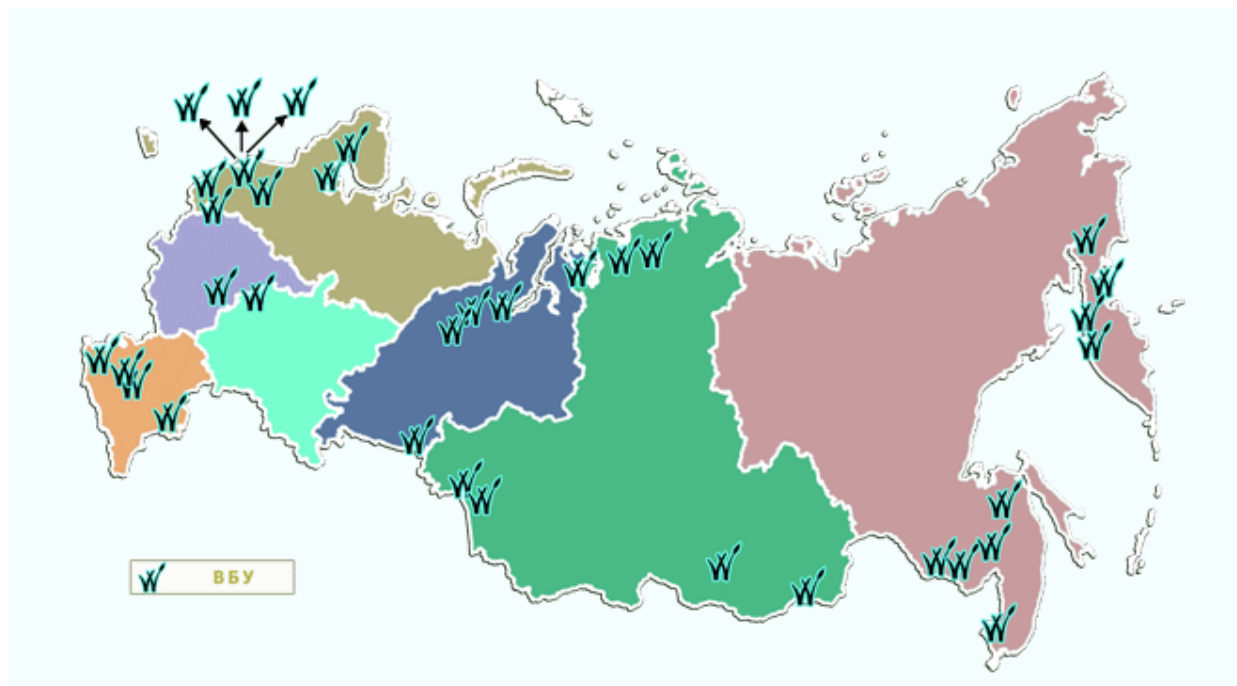
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

168

3.14.13 Сведения о наличии на территории намечаемого строительства территорий или акваторий водно-болотных угодий и ключевых орнитологических территорий



По данным сайтов <http://www.fesk.ru> и <http://wetlands.oopt.info> «Водно-болотные угодья России», территория обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения находится вне зоны водно-болотных угодий внесенных в Рамсарский список (Международной конвенции о водно-болотных угодьях, Рамсар, Иран, 1971г).

Куйбышевское водохранилище, входящее в Перспективный список Рамсарской конвенции, находится на расстоянии более 180 км. на ЮЗ от территории предполагаемого строительства.

Озерная степь Урало-Тобольского плато (Оренбургская область, Светлинский район), также входящего в перспективный список Рамсарской конвенции, находится на расстоянии более 635 км. на ЮВ от территории обустройства Байтуганского месторождения.

Пойма среднего течения реки Илек (Оренбургская область, Соль-Илецкий район), входящего в перспективный список Рамсарской конвенции, находится на расстоянии более 635 км. к югу от территории намечаемой хозяйственной деятельности.

На этапе инженерно-экологических изысканий был направлен запрос Союз охраны птиц России о наличии (отсутствии) на территории намечаемого строительства территорий или акваторий водно-болотных угодий и ключевых орнитологических территорий Российской Федерации.

Согласно письму КОТР_К_№ 522-2021 от 25.11.2021г. Всероссийская общественная организации Союз охраны птиц России сообщает, что в районе расположения проектируемых объектов ключевые орнитологические территории – отсутствуют (см. Приложения К 0261-01-00-ОВОС2.1).

Для получения информации о наличии/отсутствии на территории намечаемой деятельности акватории водно-болотных угодий, были использованы общедоступные интернет-ресурсы – официальный сайт Федеральной государственной информационной системы территориального планирования <https://fgistp.economy.gov.ru>.

Согласно карте функционального зонирования сельских поселений Клявлинского и Камышлинского районов Самарской области, Северного района Оренбургской области, на

Решение №						Лист
Подпись						Лист
Имя, № подл.						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС
						169

территории изысканий акватории водно-болотных угодий отсутствуют. Карта зон экологических ограничений представлена в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист2.

3.14.14 Сведения о наличии на территории намечаемого строительства санитарно-защитных зон кладбищ, зданий и сооружений похоронного назначения

На этапе инженерно-экологических изысканий был направлен запрос в администрации Клявлинского, Камышлинского районов Самарской области и Северного района Оренбургской области о наличии (отсутствии) на территории намечаемого строительства санитарно-защитных зон кладбищ, зданий и сооружений похоронного назначения.

Согласно письму № 890/5 от 16.06.2022. от Администрации Клявлинского района, письму №338 от 22.06.2022 г. от Администрации Камышлинского района и письму №01-01-12/2035 от 18.07.2022. от Администрации Северного района (см. Приложение К 0261-01-00-ОВОС2.1), в районе расположения проектируемых объектов санитарно-защитные зоны кладбищ, зданий и сооружений похоронного назначения – отсутствуют.

3.14.15 Наличие полезных ископаемых в недрах

В соответствии пунктом 46 б) приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ №161 от 22.04.2020 г. «Об утверждении Административного регламента ...», получение заключения об отсутствии полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки не требуется в случае, если происходит застройка на площадях залегания полезных ископаемых подземных сооружений в пределах горного отвода, утвержденным в соответствии со статьей 23.2 Закона РФ «О недрах» техническим проектом разработки месторождений полезных ископаемых или иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием участка недр.

Байтуганское месторождение разрабатывается на основании «Технологического проекта разработки Байтуганского нефтяного месторождения», утвержденным протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции №8004 от 25.11.2020 года в пределах горного отвода.

Земельный участок предстоящей застройки частично расположен в границах нефтяного месторождения Байтуганское, участка Байтуганский (лицензия ОРБ 13173 НЭ), недропользователь ООО «БайТекс»;

- частично расположен в границах участка водозабора Байтуганский производственный (техническое водоснабжение) (лицензия ОРБ 01748 ВЭ) недропользователь ООО «БайТекс»;

- частично расположен в границах второго и третьего поясов зоны санитарной охраны Новоусмановского участка Новоусмановского месторождения подземных вод, предоставленного в пользование ООО «БайТекс» (лицензия ОРБ 01006 ВЭ).

Письма Департамента по недропользованию по Приволжскому Федеральному округу (Приволжскнедра) № ОО-ПФО-12-00-08/4221 от 24.11.2021 г и № СМ-ПФО-13-00-08/3245 от 25.11.2021 г представлены в Приложении К Раздела ОВОС2.1.

При размещении объектов, проведении работ в границах зон санитарной охраны должны выполняться требования санитарного законодательства Российской Федерации, в том числе требования санитарного законодательства Российской Федерации, в том числе требования СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» и СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения».

3.14.16 Сведения о наличии санитарно-защитной зоны

Для производственных объектов Байтуганского нефтяного месторождения разработаны проекты санитарно-защитной зоны:

Результат	Подпись	Подпись и дата	(Приволжскнедра) № ОО-ПФО-12-00-08/4221 от 24.11.2021 г и № СМ-ПФО-13-00-08/3245 от 25.11.2021 г представлены в Приложении К Раздела ОВОС2.1.					
			При размещении объектов, проведении работ в границах зон санитарной охраны должны выполняться требования санитарного законодательства Российской Федерации, в том числе требования санитарного законодательства Российской Федерации, в том числе требования СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» и СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения».					
Изм	№ док	Изм	№ док	3.14.16 Сведения о наличии санитарно-защитной зоны		0261-01-00-ОВОС	Лист	
				Для производственных объектов Байтуганского нефтяного месторождения разработаны проекты санитарно-защитной зоны:				
Изм.	№ док.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		170	

Для промышленной площадки УПН «Байтуганская», разработан «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственного объекта – установка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения ООО «БайТекс», разработанного ООО «Мониторресурсы», экспертное заключение ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» № 21216 от 30.10.2020 г, Санитарно-эпидемиологическое заключение № 63.СЦ.04.000.Т.001697.11.20 от 12.11.2020 г. (см. Приложение Д1 Раздела 0261-01-00-ОВОС 2.2). Решением Управления Роспотребнадзора по Самарской области об установлении СЗЗ № 503 от 18.11.2020 г., от границ земельного участка (кадастровые номера 63:20:0502001:47 и 63:20:0502001:97) промплощадки УПН Байтуганского месторождения ООО «БайТекс» установлена санитарно-защитная зона в следующих размерах: (номер характерной точки):

- в восточном направлении – 300 м (т. 1-2);
- в юго-восточном направлении – 300 м (т. 3-5); 209 м (т. 6); 184 м (т. 7); 147 м (т. 8); 93 м (т.9); примыкает к границе промплощадки УПН (т. 10-13);
- в южном направлении – 43 м (т. 14); 31м (т. 15); 26 м (т. 16); 71 м (т. 17); 180 м (т. 18); 193 м (т. 19); 195 м (т. 20); 197 м (т. 21); 191м (т. 22-23); 192 м (т. 24-25); 165 м (т. 26);
- в юго-западном направлении – 147 м (т.27); 145 м (т. 28); 149 м (т. 29); 203 м (т. 30); 194 м (т. 31-33); 297 м (т. 34-36); 300 м (т. 37);
- в западном направлении – 300 метров (т. 38);
- в северо-западном направлении – 300 м (т. 39-43);
- в северном направлении – 300 м (44-52);
- в северо-восточном направлении – 300 м (53-55).

2. Для промышленной площадки ДНС-1, существующих и обустриваемых добывающих скважин IX очереди Байтуганского месторождения, расположенных в Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области разработан «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - Промысловые объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области».

На основании проекта «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - Промысловые объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области», разработанного ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды, 2020 г. (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ФБУЗ Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» №26730 от 25.12.2020 г.; Санитарно-эпидемиологическое заключение №63.СЦ.04.000.Т.000013.01.21 от 18.01.2021 г. Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области №2 от 19.01.2021 г.) устанавливается единая СЗЗ-1 для следующих промысловых объектов:

- на территории Клявлинского района существующие скважины №№ **1717, 584А, 1721 Н, 1024**, 1015, 1501, 353, 1016, 1020Н, 1021, 19, 1026, 1027, 1511, 1515, 1514, 1521, 1030, 1238Н, 1520Н, 1029, 1033, 1524, 1525, 1528Н, 567, 1232, 1740, 1531, 1537Н, 1543, 1038, 221Д, 232, 1041, 1562Н, 234, 1579Н, 224, 514Н, 1571, 1572, существующие замерные установки АГЗУ-2, АГЗУ-3А, АГЗУ-29, АГЗУ-29, АГЗУ-5, АГЗУ-35, ДНС-1.

- на территории Камышлинского района скважины №№ **478**, 543, 1561Н, 1725, 1223, 1744, 1621, 215, 102, 1596Н, 1597, 1605, 1614, 482, 1623, 471, 805, 804, 1640, 1699, 442, 257, 813, 474, 1066Н, 309, 1632, 802, 1234, 418, 1641, 475, 1102, 588, 253, 1612Н, 481Н, 1613Н, 1115Н, 1622, 319, 1116Н, 1631Н, 1639, 1628, 452, 211, 819, 227, 1603, 480, 1587, 225, 495Н, 228, 1602, 1601, 1207, 41, 229, 202, 457, 212, 1598Н, 1598АН, 498, 305, 25Б, 25РБ, 249, 250, 421, 1629Н, 1630; замерные установки АГЗУ-9, АГЗУ-25, АГЗУ-24, АГЗУ-11, АГЗУ-44, БГ-6, АГЗУ-28.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							171

Интегральная (единая) СЗЗ-1 размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях, за исключением сокращения границ СЗЗ в северо-западной направлении до границ н.п. Ерилкино (РТ.21) – размером 261 м;

Единая СЗЗ-2 устанавливается для скважин №№ 1036, 1735 размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях.

СЗЗ-3 устанавливается для скважины №57 (300 м. во всех направлениях).

СЗЗ-4 устанавливается для скважины №55 (300 м. во всех направлениях).

3. Для промышленной площадки ДНС-2, существующих и обустраиваемых добывающих скважин IX очереди Байтуганского месторождения, расположенных в Северном районе Оренбургской области, разработан «Проект изменения установленных границ и размеров санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Оренбургской области».

Согласно проекту «Проект изменения установленных границ и размеров санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Оренбургской области», разработанного ООО «ОренбургНИПИнефть», 2022 г (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ООО «Экспертный центр Эра» №1087-403 от 17 мая 2022 г. и Санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора по Оренбургской области №56.01.08.000.Т.000843.06.22 от 15.06.2022 г.), интегральная (единая) СЗЗ размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях.

Граница единой СЗЗ устанавливается для следующих промышленных объектов:

- скважины №№ **1578, 1230, 1738А, 459Н, 571, 1025, 1647, 564, 554, 511, 1752, 510, 562, 1751, 1019, 581, 1037, 463Н, 1635Н, 572Н, 809А, 1242Н, 1749, 499АН, 1599Н, 1079, 420А, 1214, 576, 1694Н, 565, 590, 1004, 569, 1222, 1747, 1750, 1670А, 1748, 1586, 1044, 1211, 1014, 1203, 1007, 512Н, 1620, 1502, 589, 437, 575, 573, 499Н, 1231, 1901, 1902, 1904, 1905, 1906, 1907, 513, 1065, 1035Н, 1224, 1667, 1512Н, 1022Н, 1526, 218, 526, 525, 528, 1219, 1573, 2119, 237, 823, 822, 1592, 1503, 1054, 1584АН, 70, 34, 1218, 825, 1583Н, 518, 502, 71, 1584Н, 1582, 1048, 226, 505, 1580, 216, 1581Н, 824, 203, 217, 1577Н, 1589, 1563, 1564Н, 1593Н, 210, 210Д, 1567, 1568Н, 204, 519Н, 1574, 40, 1569Н, 1576, 190, 1728, 536, 191, 195, 1554Н, 205, 1560, 1559, 196, 1221, 522, 209, 532, 219, 1565, 1557, 1556, 1042, 530, 220, 1216, 1545, 1544, 547, 208, 1551Н, 539, 555, 1546, 1723, 548Н, 1552Н, 1553, 206, 194, 1548, 207, 1547, 1729, 1732, 1731, 549Н, 1736, 1733, 1611, 552, 1542, 1734Н, 1541Н, 553, 1540, 1539Н, 558, 1533, 1538, 557Н, 566, 1532, 568Н, 1529, 1530, 1534, 1535, 258, 1536, 1739Н, 85, 1738, 359, 361, 1741, 1034, 1001Н, 1522Н, 1516, 1517, 360, 355, 1002, 1031, 494, 1527Н, 1239, 1523Н, 580, 574, 1743, 1742, 583, 1518, 30, 1237, 1018Н, 1507, 1023, 1508, 587, 1017, 1505, 1506, 1513, 1240, 1687, 1746, 1745, 1008Н, 1519, 455Н, 818, 1616, 1650, 453, 1657Н, 265, 1700Н, 529Н, 447, 1707, 1634, 461Н, 449, 808, 1645, 1644, 476, 1708, 446Н, 1005, 1006, 1709, 1549, 1012, 1595, 445, 436, 801, 803, 1652, 477Н, 492, 1241, 524, 1658, 451, 1642, 1217, 807, 450, 1643, 521, 1204, 515Н, 1633Н, 812, 460, 1233, 811, 815, 1625, 469, 251, 462, 1095А, 814, 1624, 1636, 809, 1509, 473, 559Н, 1208, 1668, 1626, 806, 467, 45, 810, 1637Н, 464, 465Н, 4, 430, 817, 1618Н, 1706, 1209, 269, 483Н, 1063, 1615Н, 820, 487, 1606, 1619, 485Н, 816, 1617Н, 468, 248, 821, 1608, 1059, 1716, 1212, 486Н, 1715, 1210, 1609, 52, 11, 406, 1084, 419Н, 420, 1685Н, 1080, 1083, 1688, 422, 429, 429А, 570Н, 1043, 1678Н, 407, 405, 1089, 1659, 193, 412, 1236Н, 1693Н, 410, 413, 1087, 1702, 408, 402Н, 403, 1570, 299, 1677Н, 416Н, 1684Н, 1684АН, 417, 1649, 1646, 1683Н, 1676, 1073, 1078, 1088, 1082, 1093, 1686, 415, 260Д, 414, 434, 1665, 1726Н, 1660Н, 1072Н, 428, 1670, 1675Н, 444Н, 1651Н, 1713, 1202, 1070, 1697Н, 1638, 454, 1656, 1698, 1710, 1669, 303, 1661, 1069, 411, 1705Н, 254, 302, 439, 438, 431, 452, 255, 423, 1648, 1674Н, 426, 427Н, 1753, 1092, 1673Н, 1076, 401, 1664, 456, 441Н, 1086, 409Н, 95, 3301, 425Н, 1071, 1074, 1200, 1653, 1654, 1672, 300, 433, 1663, 1590, 506, 54, 1032;**

Имя № подп.	Подп. и дата					Резул. и №																
	1658, 451, 1642, 1217, 807, 450, 1643, 521, 1204, 515H, 1633H, 812, 460, 1233, 811, 815, 1625, 469, 251, 462, 1095A, 814, 1624, 1636, 809, 1509, 473, 559H, 1208, 1668, 1626, 806, 467, 45, 810, 1637H, 464, 465H, 4, 430, 817, 1618H, 1706, 1209, 269, 483H, 1063, 1615H, 820, 487, 1606, 1619, 485H, 816, 1617H, 468, 248, 821, 1608, 1059, 1716, 1212, 486H, 1715, 1210, 1609, 52, 11; 406, 1084, 419H, 420, 1685H, 1080, 1083, 1688, 422, 429, 429A, 570H, 1043, 1678H, 407, 405, 1089, 1659, 193, 412, 1236H, 1693H, 410, 413, 1087, 1702, 408, 402H, 403, 1570, 299, 1677H, 416H, 1684H, 1684AH, 417, 1649, 1646, 1683H, 1676, 1073, 1078, 1088, 1082, 1093, 1686, 415, 260Д, 414, 434, 1665, 1726H, 1660H, 1072H, 428, 1670, 1675H, 444H, 1651H, 1713, 1202, 1070, 1697H, 1638, 454, 1656, 1698, 1710, 1669, 303, 1661, 1069, 411, 1705H, 254, 302, 439, 438, 431, 452, 255, 423, 1648, 1674H, 426, 427H, 1753, 1092, 1673H, 1076, 401, 1664, 456, 441H, 1086, 409H, 95, 3301, 425H, 1071, 1074, 1200, 1653, 1654, 1672, 300, 433, 1663, 1590, 506, 54, 1032;																					
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td>0261-01-00-ОВОС</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td>172</td></tr></table>	0261-01-00-ОВОС	Лист		172
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																	
0261-01-00-ОВОС	Лист																					
	172																					

- замерные установки АГЗУ-47, АГЗУ-49, АГЗУ-50, АГЗУ-20, АГЗУ-22, АГЗУ-42, АГЗУ-18А, АГЗУ-13Б, АГЗУ-10А, АГЗУ-20А, АГЗУ-14А, АГЗУ-27А, АГЗУ-40, АГЗУ-37, АГЗУ-39, АГЗУ-43, АГЗУ-33, АГЗУ-41, АГЗУ-1, АГЗУ-5А, АГЗУ-8, АГЗУ-7, АГЗУ-6, БГ-11, АГЗУ-23, БГ-10, АГЗУ-21, АГЗУ-31, АГЗУ-3, АГЗУ-4, БГ-4, АГЗУ-19, АГЗУ-36, АГЗУ-2А, АГЗУ-18, АГЗУ-45, АГЗУ-13В, БГ-3, АГЗУ-13А, АГЗУ-16, АГЗУ-46, АГЗУ-13, АГЗУ-14, АГЗУ-27, АГЗУ-15, БГ-12, АГЗУ-38, АГЗУ-17, АГЗУ-12, АГЗУ-12А, АГЗУ-41, БГ-8;

- дожимно-насосная станция ДНС-2.

По санитарной классификации в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, проектируемые скважины и АГЗУ Байтуганского месторождения являются источником воздействия на атмосферу и отнесены к III классу опасности с необходимым размером санитарно-защитной зоны 300 м.

Проектируемые добывающие скважины обустройства IX очереди Байтуганского месторождения устены в разработанных и согласованных проектах СЗЗ (выделены жирным курсивом).

Резонанс №

Подпись

Имя №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

173

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО РАССМОТРЕННЫМ АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТАМ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

4.1 Оценка воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности на атмосферный воздух

В данном разделе рассмотрено соответствие альтернативных вариантов планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности природоохранному законодательству в части охраны атмосферного воздуха от загрязнения

Основанием для выполнения данного подраздела является.

Данный раздел разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федеральный закон № ФЗ-96 от 04.05.1999 г. «Об охране атмосферного воздуха» с изменениями(в последней редакции);
- Приказ Министерства Природных ресурсов и экологии РФ от 6 июня 2017 года №273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»;
- ОНД-1-84. Инструкция о порядке рассмотрения, согласования и экспертизы воздухоохраных мероприятий и выдачи разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу по проектным решениям. - М.: Гидрометеиздат, 1984;
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. М: Минздрав России, 2003 (с изм. от 28.02.2022 г.);
- СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безопасности для человека факторов среды обитания»;
- СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемиологических (профилактических) мероприятий.
- Распоряжение Минприроды РФ от 14.12.2020 №35 «О внесении сведений в перечень методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками в перечень методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками».

Список программ, реализующих методические документы по расчету выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу (фирма «Интеграл»):

- ♦ «Дизель». Версия 2.0. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.
- ♦ «АТП-Эколог». Версия 3.0. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (расчетным методом).
- ♦ «Сварка». Версия 3.0. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей), НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2015 год.

Результат	№
Подпись и дата	
Имя, №, дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
174

♦ «Лакокраска». Версия 3.0. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выделений), НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2015 год.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ выполнен по программе «УПРЗА Эколог», версия 4.60.8.2, разработанной ООО «Интеграл» и включенной в список НИИ «Атмосфера». Программа сертифицирована Госстандартом России. Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы «УПРЗА Эколог», версия 4.60.4 реализует положения Приказа Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 06.06.2017 № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе». Заключение Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет) от 26.05.2020 г 140-03382/20И, подтверждено соответствие Программного комплекса УПРЗА «Эколог» версия 4.60 формулам и алгоритмам расчётов, утверждённых приказом Минприроды России от 06.06.2017 № 273.

4.1.1 Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при «нулевом варианте»

«Нулевой вариант» хозяйственной деятельности предполагает отказ от планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности, а следовательно, технологическая схема нефтепромысла на Байтуганском месторождении не изменится, уровень воздействия производственных объектов на атмосферный воздух остаётся на существующем уровне.

Прогнозная оценка влияния выбросов загрязняющих веществ на санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха при «нулевом варианте» выполнена на основании действующих проектных нормативных документов, которые приняты на Байтуганском месторождении:

1. Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ПДВ) для объектов ООО «БайТекс» в Самарской области, выполненного ООО «Региональная Экологическая Компания» г. Самара в 2016 году (Разрешение № 152 от 10.06.2016г приказ №906 Росприроднадзора по Самарской области);

2. «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для общества с ограниченной ответственностью «БайТекс»», по Оренбургской области (Разрешение №103 от 08.02.2017 года приказ №Н/Р-10 Управления Росприроднадзора по Оренбургской области);

В соответствии с п. 5 приложения 1 Постановления правительства №353 от 12.03.2022 г. продлён срок разрешений на выбросы до 31.12.2022г.

3. «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - Промысловые объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области» в пределах Клявлинского и Камышлинского районов, разработанный ООО «Мониторресурсы» и прошедший согласование в установленном порядке в 2020 г. (Экспертное заключение №26730 от 25.12.2020 г., Санитарно-эпидемиологическое заключение №63.СЦ.04.000.Т.000013.01.21 от 18.01.2021г., Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области № 2 от 19.01.2021г., письмо о направлении материалов №63-00-04/05-955-2021 от 21.01.2021г.). Параметры выбросов загрязняющих веществ от промышленных объектов Байтуганского месторождения, расположенных в Самарской области, представлены в таблице 4.1.1;

4. «Проект изменения установленных границ и размеров санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Оренбургской области», Разработанного ООО «ОренбургНИПИнефть», 2022 г (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ООО «Экспертный центр Эра» №1087-403 от 17 мая 2022 г. и Санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора по Оренбургской области

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							175

№56.01.08.000.Т.000843.06.22 от 15.06.2022 г.). Параметры выбросов загрязняющих веществ от промышленных объектов Байтуганского месторождения, расположенных в Оренбургской области, представлены в таблице 4.1.2;

5. «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственного объекта – установка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения ООО «БайТекс», разработанного ООО «Мониторресурсы», экспертное заключение ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» № 21216 от 30.10.2020 г, Санитарно-эпидемиологическое заключение № 63.СЦ.04.000.Т.001697.11.20 от 12.11.2020 г. (см. Приложение Д1 Раздела 0261-01-00-ОВОС2.2). Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области об установлении СЗЗ № 503 от 18.11.2020 г. Параметры выбросов загрязняющих веществ от существующих ИЗА УПН Байтуганского месторождения представлены в таблице 4.1.3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС	Лист
							176

Таблица 4.1.1 – Параметры выбросов загрязняющих веществ от промышленных источников загрязнения атмосферы Байтуганского месторождения, расположенных в Самарской области

Цех (номер и наименование)	Участок (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				ширина площадного источника (м)	код	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ	
		Номер и наименование	Количество, (шт.)	Число часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	X1	Y1	X2	Y2				г/с	т/год
1.	2.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
1 Промысловые объекты	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	536	8760	Неорганизованный выброс	7437	3					2 320 080	502 482	2 321 424	502 049	5004	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0331891	1,0466830
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	0,9694629	30,5729790
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	0,3705771	11,6865174
																	0602	Бензол	0,0048395	0,1526180
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0015210	0,0479660
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0030420	0,0959320
																	1728	Этантиол	0,0002765	0,0087210
2 ДНС-1	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	124	8760	Неорганизованный выброс	7438	3					2 320 406	499 378	2 320 520	499 278	60	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0090387	0,2850450
	2 Дренажная емкость ЕП-1	02 Зеркало испарения	1	8760													0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	0,2640052	8,3256680
	3 Дренажная емкость ЕП-2	03 Зеркало испарения	1	8760													0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	0,1009321	3,1829940
																	0602	Бензол	0,0013181	0,0415690
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0004143	0,0130650
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0008286	0,0261290
																	1728	Этантиол	0,0000754	0,0023750
3 Промысловые объекты	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	168	8760	Неорганизованный выброс	7439	3					2 318 974	497 415	2 321 244	496 882	790	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0062366	0,1966770
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	0,1821605	5,7446120
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	0,0696419	2,1962280
																	0602	Бензол	0,0009095	0,0286820
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0002858	0,0090140
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0005717	0,0180290
																	1728	Этантиол	0,0000520	0,0016390

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Цех (номер и наименование)	Участок (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименован ие источника выброса загрязняющ их веществ	Номер источника выброса	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				ширина площадного источника (м)	код	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ		
		Номер и наименован ие	Количе ство, (шт.)	Число часов работы в год					Скорос ть, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температ ура С	X1	Y1	X2	Y2				г/с	т/год	
1.	2.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	
4 Промысловые объекты	1 Технологическ ая обвязка	01 Неплотности оборудования	903	8760	Неорганизов анный выброс	7440	3					2 317 495	495 639	2 317 536	495 596	3109	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0547789	1,7275080	
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	1,6000011	50,4576330	
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	0,6116980	19,2905070	
																	0602	Бензол	0,0079886	0,2519280	
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0025107	0,0791770	
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0050214	0,1583550	
																	1728	Этантиол	0,0004565	0,0143960	
5 Промысловые объекты	1 Технологическ ая обвязка	01 Неплотности оборудования	6	8760	Неорганизов анный выброс	7441	3					2 317 335	493 046	2 317 393	493 031	60	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0006276	0,0197930	
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	0,0183322	0,5781240	
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	0,0070086	0,2210230	
																	0602	Бензол	0,0000915	0,0028860	
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0000288	0,0009070	
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0000575	0,0018140	
																	1728	Этантиол	0,0000052	0,0001650	
6 Промысловые объекты	1 Технологическ ая обвязка	01 Неплотности оборудования	6	8760	Неорганизов анный выброс	7442	3					2 320 798	501 566	2 323 584	501 548	60	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0006276	0,0197930	
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	0,0183322	0,5781240	
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	0,0070086	0,2210230	
																	0602	Бензол	0,0000915	0,0028860	
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0000288	0,0009070	
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0000575	0,0018140	
																	1728	Этантиол	0,0000052	0,0001650	
Итого по неорганизованным выбросам:																				4,35414	137,31207

Цех (номер и наименование)	Участок (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				ширина площадного источника (м)	код	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ	
		Номер и наименование	Количество, (шт.)	Число часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	X1	Y1	X2	Y2					
																			г/с	т/год
1.	2.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
Итого по постояннодействующим выбросам:																			4,35414	137,31207
ИТОГО:																			4,3541365	137,3120704

Таблица 4.1.2 – Параметры выбросов загрязняющих веществ от промышленных источников загрязнения атмосферы Байтуганского месторождения, расположенных в Оренбургской области

Цех (номер и наименование)	Участок (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				ширина площадного источника (м)	код	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ	
		Номер и наименование	Количество, (шт.)	Число часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	X1	Y1	X2	Y2				г/с	т/год
1.	2.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
1 Промысловые объекты	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	2238	8760	Неорганизованный выброс	7443	3					2 320 798	501 566	2 323 584	501 548	6094	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,1320832	4,1653710
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	3,8587133	121,6883780
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	1,4748363	46,5104430
																	0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,0192607	0,6074050
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0060534	0,1908990
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0121067	0,3817970
																	1728	Этантиол	0,0003852	0,0121480
2 Промысловые объекты	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	1578	8760	Неорганизованный выброс	7444	3					2 321 114	497 308	2 322 770	496 497	3741	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0970749	3,0609170
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	2,8527885	89,4235140
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	1,0900841	34,1764170

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Цех (номер и наименование)	Участок (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				ширина площадного источника (м)	код	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ	
		Номер и наименование	Количество, (шт.)	Число часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	X1	Y1	X2	Y2				г/с	т/год
1.	2.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
																	0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,0142354	0,4463210
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0044739	0,1402730
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0089478	0,2805440
																	1728	Этантиол	0,0002830	0,0089260
3 Промысловые объекты	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	2001	8760	Неорганизованный выброс	7445	3					2 317 802	494 005	2 320 710	493 676	4110	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,1129722	3,5624560
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	3,3088239	104,0760530
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	1,2644982	39,7769660
																	0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,0165139	0,5194640
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0051899	0,1632600
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0103798	0,3265200
																	1728	Этантиол	0,0003294	0,0103890
4 Промысловые объекты	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	6	8760	Неорганизованный выброс	7446	3					2 321 332	494 452	2 321 431	494 450	131	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0046874	0,1478210
																	0415	Смесь предельн. углеводор.С1Н4-С5Н12	0,8610667	27,1546000
																	0416	Смесь предельн. углеводор.С6Н14-С10Н22	0,3291342	10,3795770
																	0602	Бензол	0,0042984	0,1355540
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0013509	0,0426030
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0027018	0,0852050
																	1728	Этантиол	0,0000860	0,0027110
5 ДНС-2	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности	124	8760	Неорганизованный выброс	7447	3					2 322 496	497 386	2 322 555	497 386	52	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0090387	0,2850450

Цех (номер и наименование)	Участок (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				ширина площадного источника (м)	код	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ	
		Номер и наименование	Количество, (шт.)	Число часов работы в год					Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	X1	Y1	X2	Y2				г/с	т/год
1.	2.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
		оборудования																		
	2 Дренажная емкость ЕП-1	02 Зеркало испарения	1	8760													0415	Смесь предельн. углеводород.С1Н4-С5Н12	0,2640541	8,3272120
	3 Дренажная емкость ЕП-2	03 Зеркало испарения	1	8760													0416	Смесь предельн. углеводород.С6Н14-С10Н22	0,1009321	3,1829940
																	0602	Бензол	0,0013181	0,0415690
																	0616	Диметилбензол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,0004143	0,0130650
																	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,0008286	0,0261290
																	1728	Этантиол	0,0000264	0,0008310
6 Промысловые объекты	1 Технологическая обвязка	01 Неплотности оборудования	2	8760	Неорганизованный выброс	7448	3					2 321 707	494 975	2 321 833	494 972	502	0333	Дигидросульфид (водород сернистый)	0,0000050	0,0001560
																	0415	Смесь предельн. углеводород.С1Н4-С5Н12	0,0001800	0,0056750
																	0416	Смесь предельн. углеводород.С6Н14-С10Н22	0,0000100	0,0003010
Итого по неорганизованным выбросам:																			15,87017	499,35951
Итого по постояннодействующим выбросам:																			15,87017	499,35951
ИТОГО:																			15,8701664	499,3595090

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

Таблица 4.1.3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ от существующих источников загрязнения атмосферы УПН Байтуганского месторождения

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона)				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Ср.эффл. степ. очистки./максим. степ.очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Постоянно действующие источники																					
Организованные источники																					
УПН Байтуган	Факел	1	8760	труба	1	0001	31,5	0,33	0,096	0,6277	1500	2320928,74	490980,32						Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,0320976	1,01142
																			Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,0052159	0,164356
																			Углерод(Пигмент черный)	0,6018295	18,964125
																			Сера диоксид	0,5999536	18,905014
																			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,0111829	0,352381
																			Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	5,0152461	158,034375
																			Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	0,4141164	13,049135
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,0239116	0,753474
																			Бенз/а/пирен	1,6Е-09	5,06Е-08
УПН Байтуган	РВС-1	1	8760	дых.клапан		0002	10,3	0,15	1,698	0,03	20	2321339,24	490855,32				УЛФ	95/95	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,001571	0,005676
	V=1000м3																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	1,896792	6,855003
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,701546	2,535386
																			Бензол	0,009162	0,033111
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,00288	0,010406
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,005759	0,020813
УПН Байтуган	РВС-2	1	8760	дых.клапан		0003	11,9	0,15	1,698	0,03	20	2321056,24	490902,82				УЛФ	95/95	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,001571	0,005676

Инд. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона)				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Ср.эффл. степ. очистки, максим. степ.очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	V=1000м3																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	1,896792	6,855003
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,701546	2,535386
																			Бензол	0,009162	0,033111
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,00288	0,010406
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,005759	0,020813
УПН Байтуган	PBC-4	1	8760	дых.клапан		0004	11,9	0,15	1,698	0,03	20	2321128,74	490823,32						Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,001571	0,005676
	V=1000м3																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	1,896792	6,855003
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,701546	2,535386
																			Бензол	0,009162	0,033111
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,00288	0,010406
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,005759	0,020813
УПН Байтуган	PBC-5	1	8760	дых.клапан		0005	11,9	0,15	1,698	0,03	20	2321129,24	490800,82						Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,001571	0,005676
	V=2000м3																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	1,896792	6,855003
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,701546	2,535386
																			Бензол	0,009162	0,033111
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,00288	0,010406
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,005759	0,020813
УПН Байтуган	Реаг.блок	49	365	вент.труба		0006	2	0,2	8,849	0,278	20	2321309,74	490978,82						Спирт метиловый	0,47516	0,48225

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона)				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Ср.эффл. степ. очистки, максим. степ.очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	БР-1																				
УПН Байтуган	Реаг.блок	49	365	вент.труба		0007	2	0,2	8,849	0,278	20	2321378,74	490895,32						Спирт метиловый	0,416217	0,384317
	БР-2																				
УПН Байтуган	Лаборато-	1	8760	вент.труба		0008	8	0,2	0,446	0,014	20	2321230,24	490909,82						Азотная кислота (по молекуле HNO3)	0,000063	0,002
	рия анали-																		Аммиак	0,000634	0,02
	тическая																		Гидрохлорид (по молекуле HCl) (Водород хлорид)	0,000032	0,001
																			Серная кислота (по молекуле H2SO4)	0,000063	0,001
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,012843	0,405
																			Пропан-2-ол	0,000095	0,003
																			Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	0,000729	0,023
																			Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	0,087519	2,76
УПН Байтуган	Печь по-	1	8760	Труба	1	0009	15	0,5	0,255	0,05	120	2321297,74	490972,82						Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,161129	4,283346
	догрева																		Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,026183	0,696044
	ПП-1/1																		Сера диоксид	2,1244	66,597978
																			Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,2083	6,116262
																			Бенз/а/пирен	4,50E-08	0,000002
УПН Байтуган	Печь по-	1	8760	Труба	1	0010	15	0,5	0,255	0,05	120	2321361,24	490982,32						Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,161129	4,283346
	догрева																		Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,026183	0,696044
	ПП-1/2																		Сера диоксид	2,1244	66,597978
																			Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,2083	6,116262
																			Бенз/а/пирен	4,50E-08	0,000002

Инв. № подл.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона))				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Ср.эффл. степ. очистки./максим. степ.очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
УПН Байтуган	Газотурбин.	1	8760	Труба	1	0011	15	1,35	24,9	35,6	550	2321324,24	490756,82						Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,114168	0,992743
	электростанция																		Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,01706	0,148446
	ГТЭС																		Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,119849	1,042884
УПН Байтуган 4 этап	РВС-3	1	8760	дых.клапан		0012	11,9	0,15	1,698	0,03	20	2321108,74	490826,82				УЛФ	95/95	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,0015707	0,005676
	V=2000м3																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	1,8967922	6,855003
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,7015461	2,535386
																			Бензол	0,009162	0,033111
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,0028795	0,010406
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,0057589	0,020813
УПН Байтуган	РВС-6	1	8760	дых.клапан		0013	11,9	0,15	1,698	0,03	20	2321083,74	490830,82				УЛФ	95/95	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,0015707	0,005676
	V=2000м3																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	1,8967922	6,855003
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,7015461	2,535386
																			Бензол	0,009162	0,033111
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,0028795	0,010406
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,0057589	0,020813
УПН Байтуган	РВС-7	1	8760	дых.клапан		0014	11,9	0,15	1,698	0,03	20	2321057,24	490845,32				УЛФ	95/95	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,0015707	0,005676

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона)				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Ср.эффл. степ. очистки./максим. степ.очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
												13	14	15	16						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	V=2000м3																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	1,8967922	6,855003
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,7015461	2,535386
																			Бензол	0,009162	0,033111
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,0028795	0,010406
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,0057589	0,020813
УПН Байтуган	реаг.блок	1	8760	вент.труба		0015	5	0,2	8,849	0,278	20	2321181,74	490951,82						Спирт метиловый	0,47516	0,48225
	БДР-2,5																				
УПН Байтуган	реаг.блок	1	8760	вент.труба		0016	5	0,2	8,849	0,278	20	2321161,24	490953,32						Спирт метиловый	0,47516	0,48225
	БДР-2,5																				
УПН Байтуган	реаг.блок	1	8760	вент.труба		0017	5	0,2	8,849	0,278	20	2321139,24	490952,32						Спирт метиловый	0,47516	0,48225
	БДР-2,5																				
УПН Байтуган	реаг.блок	1	8760	вент.труба		0018	5	0,2	8,849	0,278	20	2321115,74	490952,82						Спирт метиловый	0,47516	0,48225
	БДР-2,5																				
УПН Байтуган	реаг.блок	1	8760	вент.труба		0019	5	0,2	8,849	0,278	20	2321090,74	490951,32						Спирт метиловый	0,47516	0,48225
	БДР-2,5																				
УПН Байтуган	реаг.блок	1	8760	вент.труба		0020	5	0,2	8,849	0,278	20	2321065,74	490950,82						Спирт метиловый	0,416217	0,384317
	БДР-2,5																				
УПН Байтуган	Печь по-	1	8760	Труба	1	0026	15	0,5	0,255	0,05	120	2321361,24	490970,32						Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,161129	4,283346
	догрева																		Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,026183	0,696044
	ПП-1/1																		Сера диоксид	2,1244	66,597978
																			Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,2083	6,116262
																			Бенз/а/пирен	4,50E-08	0,000002
УПН Байтуган	Печь по-	1	8760	Труба	1	0027	15	0,5	0,255	0,05	120	2321360,24	490977,32						Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,161129	4,283346

Инв. N° подл.

Подп. и дата

Взам. инв. N°

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона))				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Ср.эффл. степ. очистки./максим. степ.очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	догрева																		Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,026183	0,696044
	ПП-1/2																		Сера диоксид	2,1244	66,597978
																			Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,2083	6,116262
																			Бенз/а/пирен	4,50E-08	0,000002
Итого по организованным источникам:																				39,1440	597,2928
Неорганизованные источники																					
УПН Байтуган	Площадка	80	8760			6001	2	-	-	-	20,1	2321224,24	490854,32	2321385,24	490854,32	210			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000041	0,001293
	оборудования																		Бутан	0,007242	0,22838
	МП																		Пентан	0,007761	0,244754
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,114503	3,610982
																			Этан	0,000109	0,003447
																			Пропан	0,000847	0,026716
																			Этантиол	0,000027	0,000862
УПН Байтуган	Площадка	378	8760			6002	2	-	-	-	20,1	2321033,24	490872,32	2321210,24	490872,32	170			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000578	0,018223
	оборудования																		Бутан	0,072046	2,272033
	БП																		Пентан	0,020427	0,644178
																			Метан	0,042386	1,336697
																			Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,282048	8,894681
																			Этан	0,006822	0,215154
																			Пропан	0,007425	0,234166
																			Этантиол	0,00007	0,002219
УПН Байтуган	емкость	5	8760	дых.клапан		6021	2,0	-	-	-	20	2321038,24	490941,82	2321042,24	490939,82	3			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000208	0,006563
	дренажная																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	0,0000476	0,487362

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона)				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Ср.эффл. степ. очистки./максим. степ.очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	ЕП-8																		Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,004153	0,13098
																			Бензол	0,000423	0,013336
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000016	0,00051
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000278	0,008765
УПН Байтуган	емкость	5	8760	дых.клапан		6022	2,0	-	-	-	20	2321343,24	490835,82	2321348,24	490835,82	3			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000002	0,004157
	дренажная																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	0,0000318	0,030866
	ЕП-12																		Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,000003	0,082954
																			Бензол	0,000268	0,008446
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,00001	0,000323
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000176	0,005551
УПН Байтуган	емкость	5	8760	дых.клапан		6023	2,0	-	-	-	20	2321318,74	490953,32	2321323,74	490953,32	5			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000014	0,002297
	дренажная																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	0,000263	0,170577
	ЕП-32																		Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,000021	0,045843
																			Бензол	0,000148	0,004668
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000006	0,000179
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000097	0,003068
УПН Байтуган	емкость	5	8760	дых.клапан		6024	2,0	-	-	-	20	2321317,24	490963,82	2321322,24	490963,82	10			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000018	0,004594

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м (система координат МСК-63 (2 зона))				Ширина, м	Наименование газоочистных установок	Сред. степ. очистки, максим. степ. очистки %	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника						г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	дренажная																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	0,000342	0,341153
	ЕП-40																		Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,000028	0,091686
																			Бензол	0,000296	0,009335
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000011	0,000357
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000195	0,006136
УПН Байтуган	емкость	5	8760	дых.клапан		6025	2,0	-	-	-	20	2321328,74	490973,82	2321340,74	490973,82	5			Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000007	0,018377
	дренажная																		Смесь пред.углев.С1Н4-С5Н12	0,000126	1,364613
	ЕП-63																		Смесь пред.углев.С6Н14-С10Н22	0,00001	0,366745
																			Бензол	0,001184	0,037341
																			Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000045	0,001429
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000778	0,024543
Итого по неорганизованным выбросам:																				0,57154	21,00654
Итого по постояннодействующим выбросам:																				39,71556	618,29932

Инв. N° подл.

Подп. и дата

Взам. инв. N°

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС

4.1.2 Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 1»

Оценка воздействия производственных объектов Байтуганского месторождения на атмосферный воздух проведена на основании анализа технологической схемы производственного объекта при реализации намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 1».

Оценка воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности на атмосферный воздух проведена для двух этапов:

- 1 – этап – демонтажные работы, строительство проектируемых сооружений, биологическая рекультивация нарушенных земель;
- 2 – этап эксплуатации проектируемых объектов Байтуганского месторождения.

4.1.2.1 Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух на этапе демонтажных работ и строительства проектируемых сооружений

Демонтажные работы

а) Описание источников выбросов загрязняющих веществ

Основными источниками загрязнения атмосферы при демонтажных работах существующих объектов являются следующие:

- автомобильный транспорт при перевозке техники, горюче-смазочных веществ, работников, выполняющих демонтажные работы, и вспомогательного персонала;
- газовая резка;
- работа ДЭС, сварочного агрегата, компрессора ЗИФ-55;
- заправка техники топливом.

Работа строительной техники, механизмов и автотранспорта

В разделе «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» (том 6) определен перечень техники, используемой на период строительства. Приведено их количество и технические характеристики. В период строительных работ автотранспорт осуществляет перевозку технологического оборудования, строительных грузов, вывоз отходов для складирования и утилизации и др.

При работе строительной техники и автотранспорта с отработавшими газами двигателей внутреннего сгорания в атмосферу поступают следующие загрязняющие вещества: Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота), Азот (II) оксид (Азот монооксид), Углерод (Пигмент черный), Сера диоксид, Углерод оксид, Бензин, Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный).

Газовая резка

Также источниками загрязнения атмосферы являются выбросы загрязняющих веществ в период газовой резке на линейной части трубопровода, при укладке полости трубопровода.

Сварка производится непосредственно на площадках строительства. Для сварки используются электроды марки Э 42А.

В результате газовой резки в атмосферу поступают следующие загрязняющие вещества: марганец и его соединения, диЖелезо триоксид, азота диоксид, азот монооксид, углерода оксид.

Работа дизельной электростанции (ДЭС), сварочного агрегата, ЗИФ-55

Электроснабжение на территории строительства осуществляется от передвижной электростанции (ДЭС). Очистка демонтируемых трубопроводов от остатков нефтепродуктов предусмотрено использование компрессора ЗИФ-55. При работе ДЭС, сварочного агрегата,

Изм. №	Подп. и дата	Рез. или №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС			189

ЗИФ-55, выделяются загрязняющие вещества: Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота), Азот (II) оксид (Азот монооксид), Углерод (Пигмент черный), Сера диоксид, Углерод оксид, Бенз/а/пирен, Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид), Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный).

• **Заправка строительной техники**

Для заправки строительной техники, используется Автотопливозаправщик АТЗ 46830F на шасси ГАЗ С41R13. В процессе чего в атмосферу выделяются: дигидросульфид, алканы C12-C19 (в пересчете на C).

Ниже приведена таблица соответствия номеров источников загрязнения по данному проекту на 2022 г. (на период демонтажа).

Таблица 4.1.4- Таблица соответствия номеров источников загрязнения по данному проекту на 2021 г. (на период строительства)

№п/п	Номер ИЗА по данному проекту	Название ИЗА
Организованные источники		
1	5601	Передвижная электростанция ЭД-30-Т400-2ВН
2	5602	Передвижной сварочный агрегат АДД-4002
3	5603	Передвижной компрессор ЗИФ-55
Неорганизованные источники		
1	9601	Автотранспорт и строительная техника
2	9602	Газовая резка
3	9603	Заправка техники топливозаправщиком

б) Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определена на весь период демонтажных работ в соответствии с данными раздела организации демонтажа (ПОД), исходя из принятых методов производства работ, а также на основании объемов основных строительно-монтажных работ, среднегодовой производительности машин и механизмов.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах, транспортных средствах представлена в таблице 4.1.5.

Таблица 4.1.2 - Потребность в основных строительных машинах и механизмах, транспортных средствах

Наименование	Марка	Потребность, шт
Бульдозер	ДЗ-133	1
Экскаватор одноковшовый	Э-652	1
Кран автомобильный	КС-4572	1
Передвижной компрессор	ЗИФ-55	1
Сварочный агрегат	АДД-4002	1
Электростанция передвижная	ЭД-30-Т400-2ВН	1
Гидроподъемник	АГП 22.02	1
Пневмотрамбовка	ТР-1	1
Автомобиль бортовой г/п 5т	ЗиЛ 432930(Э)	1

Резонанс №	
Подм и дата	
Имя № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист
190

Автомобиль бортовой г/п 10т	ЗИЛ 133Г40	1
Плетьевоз г/п 9 т	ПВ-91	1
Автобус	ПАЗ	1
Автотопливозаправщик АТЗ 46830F	на шасси ГАЗ С41R13	1

Расчет выбросов загрязняющих веществ на период демонтажа существующих объектов представлен в Приложении М Раздела ОВОС2.1.

Расчет валовых выбросов при работе строительной техники, транспортных средств выполнен по «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом), М., 1998 г. и по «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998 г., которые реализованы в программе «АТП-Эколог» фирмы «Интеграл» с учетом рекомендаций «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», С-Пб, 2012 г.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельной установки, сварочного агрегата, проведен в программе «Дизель» Версия 2.0. Программа реализует 'Методику расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок'. НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.

Расчет выбросов загрязняющих веществ при проведении работ по газовой резке проведен в программе «Сварка». Версия 3.0 Методика расчёта выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей)», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2015.

Расчет выбросов при заправке топливом проведен программой «АЗС-Эколог» версия 1.6.4.49, реализующая «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на период демонтажных работ, при реализации альтернативного «Варианта №1» представлен в таблице 4.1.6.

Данные, характеризующие параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период демонтажных работ (Альтернативный «Вариант №1») приведены в таблице 4.1.7.

Таблица 4.1.6 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на период демонтажных работ, при реализации альтернативного «Варианта №1»

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКс.с./ПДК с.г./ (ОБУВ), мг/м3	Выбросы вещества	
					г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7
1	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо))	0123	3	0,04/0/0	0,014344	0,018590
2	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0143	2	0,001/0,00005/0	0,000211	0,000274
3	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0301	3	0,1/0,04/0	0,247892	0,401126
4	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0304	3	0/0,06/0	0,040282	0,065183
5	Углерод (пигмент черный)	0328	3	0,05/0,025/0	0,021021	0,044557
6	Сера диоксид	0330	3	0,05/0/0	0,058124	0,065941

Резерв	№
Подп.	и дата
Изм.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

191

7	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0333	3	0/0,002/0	0,000018	0,000001
8	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0337	4	3/3/0	0,261018	0,379656
9	Бенз/а/пирен	0703	1	0,000001/0,000001/0	1,66E-07	0,000000077
10	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	1325	1	0,01/0,003/0	0,001914	0,001461
11	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	2704	4	1,5/0/0	0,001417	0,000869
12	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	2732		0/0/1,2	0,066593	0,100001
13	Алканы C12-19 (в пересчете на C)	2754	4	0/0/0	0,006538	0,000494
Итого:					0,719374	1,078154
Всего веществ					13	
Групп суммации					3	
дигидросульфид+формальдегид (2)					6035	0,001462
сера диоксид+дигидросульфид (2)					6043	0,065942
азота диоксид+серы диоксид (2)					6204	0,467067

Резан или №

Подп и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Лист

192

Таблица 4.1.7 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при демонтажных работах

Производст во, цех	Источники выделения загрязняющих веществ			Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника на карте- схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте- схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника	второй конец линейного источника		Код		Наименование	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	18	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Временно действующие источники																				
Организованные источники																				
Площадка проведения демонтаж- ных работ	работа		1	360	выхлоп. труба	5601	2,00	0,08		0,21913	400					0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,027467	0,047059	
	дизельной															0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,004463	0,007647	
	электростанции															0328	Углерод (Пигмент черный)	0,001667	0,002931	
	ЭД-30-Т400- 2ВН															0330	Серы диоксид	0,009167	0,015390	
																0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,030000	0,051300	
																0703	Бенз/а/пирен	0,000000031	0,000000054	
																1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,000357	0,000586	
																2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,008571	0,014657	
Площадка проведения демонтаж- ных работ	работа		1	360	выхлоп. труба	5602	2,00	0,08		0,09456	400					0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,033693	0,020310	
	сварочного															0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,005475	0,003300	
	агрегата															0328	Углерод (Пигмент черный)	0,002044	0,001265	
	АДД-4002															0330	Серы диоксид	0,011244	0,006642	
																0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,036800	0,022140	
																0703	Бенз/а/пирен	0,000000038	0,000000023	
																1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,000438	0,000253	
																2732	Керосин (Керосин прямой перегонки;	0,010514	0,006326	

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Производст во, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника на карте- схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте- схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ		
	Наименование	Количество, (шт.)						Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника	второй конец линейного источника	Код	Наименование		г/с	т/год			
1	2	3		4	5	6	7	8	18	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																		керосин дезодорированный)		
Площадка проведения демонтаж- ных работ	работа		1	360	выхлоп. труба	5603	2,00	0,08		0,27679	400						0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,086062	0,049949
	передвижного																0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,013985	0,008117
	компрессора																0328	Углерод (Пигмент черный)	0,005222	0,003111
	ЗИФ-55																0330	Серы диоксид	0,028722	0,016335
																	0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,094000	0,054450
																	0703	Бенз/а/пирен	0,00000009 7	0,000000057
																	1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,001119	0,000622
																	2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,026857	0,015557
Итого по организованным источникам:																			0,437868	0,347947

Неорганизованные источники

Площадка проведения демонтажных работ	работа		8	360	неорганизованные	9601	5,00	-		-	25,1					0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,086426	0,265347
	автотранспорта															0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,014044	0,043119
																0328	Углерод (Пигмент черный)	0,012088	0,037250
																0330	Серы диоксид	0,008991	0,027574
																0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,082607	0,228942
																2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	0,001417	0,000869
																3732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,020651	0,063461

<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>

0261-01-00-OBOC

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°

																			200	
Производст во, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника на карте- схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте- схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ		
	Наименование	Количество, (шт.)						Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника	второй конец линейного источника				Код	Наименование	г/с	т/год	
1	2	3		4	5	6	7	8	18	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Площадка проведения демонтаж- ных работ	газовая		1	360	неорганизованные	9602	5,00	-		-	25,1						0123	диЖелезо триоксид (железа оксид) (в пересчете на железо)	0,014344	0,018590
	резка																0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид)	0,000211	0,000274
																	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,014244	0,018461
																	0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,002315	0,003000
																	0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,017611	0,022824
Площадка проведения демонтаж- ных работ	топливозап-		1	360	неорганизованные	9603	2,00	-		-	25,1						0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000018	0,000001
	равщик																2754	Алканы C12-19 (в пересчете на C)	0,006538	0,000494
Итого по неорганизованным источникам:																			0,281506	0,730207
ИТОГО:																			0,719374	1,078154

Период строительства

а) Описание источников выбросов загрязняющих веществ

Основными источниками загрязнения атмосферы при строительстве проектируемых объектов являются следующие:

- автомобильный транспорт при перевозке грунта, строительных материалов, труб, техники, горюче-смазочных веществ, работников, выполняющих строительно-монтажные работы, и вспомогательного персонала;
- дорожно-строительная техника, применяемая для планировки участков и проведения земляных работ, монтажа конструкций и т.д.;
- сварочные работы;
- покрасочные работы;
- работа ДЭС и передвижных сварочных постов;
- работа передвижного компрессора ЗИФ;
- земляные работы;
- пересыпка сыпучих материалов;
- разработка грунта;
- заправка техники топливом.

- **Работа строительной техники, механизмов и автотранспорта**

При производстве земляных работ, организации строительной площадки и других процессов используют бульдозеры, самосвалы, экскаваторы, автотранспорт, прочие машины и механизмы.

Для сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ применяют сварочные агрегаты, автокраны, трубоукладчики и т.д.

В период строительных работ автотранспорт осуществляет перевозку технологического оборудования, строительных грузов, вывоз отходов для складирования и утилизации и др.

При работе строительной техники и автотранспорта с отработавшими газами двигателей внутреннего сгорания в атмосферу поступают следующие загрязняющие вещества: Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота), Азот (II) оксид (Азот монооксид), Углерод (Пигмент черный), Сера диоксид, Углерод оксид, Бензин, Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный).

- **Сварочные работы**

Также источниками загрязнения атмосферы также являются выбросы загрязняющих веществ в период сварочных работ на линейной части трубопровода, при укладке полости трубопровода.

Сварка производится непосредственно на площадках строительства. Для сварки используются электроды марки Э 42А.

В процессе сварочных работ в атмосферу поступают следующие загрязняющие вещества: диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо), Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид), Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота), Азот (II) оксид (Азот монооксид), Углерод оксид, Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород), Фториды неорганические плохо растворимые, Пыль неорганическая: 70-20% SiO₂.

- Работа дизельных электростанций (ДЭС), сварочных агрегатов, передвижных компрессоров ЗИФ

Электроснабжение на территории строительства осуществляется от передвижных электростанций (ДЭС). Для выполнения сварочных работ используются сварочные агрегаты,

Решение №

Подп. и дата

Име. № подл.

используются электроды марки Э 42А.

В процессе сварочных работ в атмосферу поступают следующие загрязняющие вещества: диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо), Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид), Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота), Азот (II) оксид (Азот монооксид), Углерод оксид, Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород), Фториды неорганические плохо растворимые, Пыль неорганическая: 70-20% SiO2.

• Работа дизельных электростанций (ДЭС), сварочных агрегатов, передвижных компрессоров ЗИФ

Электроснабжение на территории строительства осуществляется от передвижных электростанций (ДЭС). Для выполнения сварочных работ используются сварочные агрегаты,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист
196

работающие на дизельных приводах. Для продувки трубопроводов перед гидроиспытаниями используются передвижные компрессорные установки ЗИФ. При работе ДЭС, сварочных агрегатов, передвижных компрессоров ЗИФ выделяются загрязняющие вещества: Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота), Азот (II) оксид (Азот монооксид), Углерод (Пигмент черный), Сера диоксид, Углерод оксид, Бенз/а/пирен, Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид), Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный).

- **Антикоррозийные работы**

Для нанесения эмали, грунтовки на металлические конструкции для защиты от коррозии используются пневмораспылители лакокрасочных материалов. В период проведения лакокрасочных работ в атмосферу поступают пары грунтовок, растворителей и аэрозоль краски. В атмосферу будут поступать следующие загрязняющие вещества: Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид), Бутилацетат (Бутиловый эфир уксусной кислоты), Метилбензол (Фенилметан), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол), Уайт-спирит, Взвешенные вещества.

- **При производстве земляных работ** (разработке траншей, обратной засыпки траншей, отсыпки, устройстве насыпей, планировании территории, при проведении технической рекультивации нарушенных земель, и т.д.), выполняется перемещение грунта и обратная засыпка. В процессе проведения земляных работ в атмосферу выделяется пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в % 70-20.

- **При пересыпке пылящих материалов.** В процессе проведения работ по пересыпке строительных материалов в атмосферу выделяется пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в % 70-20.

- **Заправка строительной техники**

Для заправки строительной техники, используется Автотопливозаправщик АТЗ 46830F на шасси ГАЗ С41R13. В процессе чего в атмосферу выделяются: дигидросульфид, алканы C12-C19 (в пересчете на C).

Ниже приведена таблица соответствия номеров источников загрязнения по данному проекту на 2022 г. (на период строительства)

Таблица 4.1.8- Таблица соответствия номеров источников загрязнения по данному проекту на 2022 г. (период строительства)

№п/п	Номер ИЗА по данному проекту	Название ИЗА
Организованные источники		
1	5501	Передвижная электростанция ЭД-16-Т400-2ВН
2	5502	Передвижной сварочный агрегат АДД-4002
3	5503	Передвижной компрессор ЗИФ-55
Неорганизованные источники		
1	9501	Автотранспорт и строительная техника
2	9502	Сварочный пост
3	9503	Лакокрасочный пост

Резонанс №	№п/п		Номер ИЗА по данному проекту		Название ИЗА	
	Организованные источники					
Подп и дата	1	5501	Передвижная электростанция ЭД-16-Т400-2ВН			
	2	5502	Передвижной сварочный агрегат АДД-4002			
	3	5503	Передвижной компрессор ЗИФ-55			
	Неорганизованные источники					
	1	9501	Автотранспорт и строительная техника			
Имя № подл	2	9502	Сварочный пост			
	3	9503	Лакокрасочный пост			
						Лист
						0261-01-00-ОВОС I
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	197

4	9506	Пересыпка стройматериалов
5	9505	Пыление во время рытья/закапывания траншей
6	9504	Заправка техники топливозаправщиком

б) Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определена на весь период строительства в соответствии с данными раздела организации строительства (ПОС), исходя из принятых методов производства работ, а также на основании объемов основных строительно-монтажных работ, среднегодовой производительности машин и механизмов.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах, транспортных средствах представлена в таблице 4.1.9.

Таблица 4.1.9 - Потребность в основных строительных машинах и механизмах, транспортных средствах

Наименование	Марка	Потребность, шт
Бульдозер	ДЗ-133	12
Экскаватор одноковшовый	ЭО-2621А	7
Кран-трубоукладчик	ТГ- 61	9
Кран автомобильный	КС-4572	2
Трубоочистная машина	ОМ 151 П	1
Трубоизоляционная машина	ИМ-151	1
Передвижной компрессор	ЗИФ-55	13
Электростанция передвижная	ЭД-16-Т400-2ВН	2
Сварочный агрегат	АДД-4002	3
Сушильная установка	СТ1042	1
Бурильная машина	БР-300	2
Рентгено-магнитографическая лаборатория	РМЛ-2В	1
Лаборатория контроля и качества изоляции	ЛИА-1	1
Бетоносмесительная установка	СБ-91	6
Вибратор	ИБ-47	1
Электротрамбовка	ЭТ-50	1
Пневмотрамбовка	ТР-1	3
Установка «ГНБ»	Robbins HDD 9015TMSC	1
Каток самоходный с гладкими вальцами	Д-260	3
Автомобиль бортовой г/п 5т	ЗиЛ-432930(Э)	2
Автомобиль бортовой г/п 10т	ЗИЛ 133Г40	4
Автомобиль-самосвал г/п 5 т	КамАЗ-55111-80	2
Трубовоз г/п 9 т	ПВ-91	3
Автобетоносмеситель КамАЗ-55111	СБ-92В-2	9
Автобус	ПАЗ	4
Автотопливозаправщик АТЗ 46830F	на шасси ГАЗ С41R13	1

Резонанс №

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

198

Расчет выбросов загрязняющих веществ на период строительства проектируемых объектов представлен в Приложении М Раздела ОВОС2.1.

Расчет валовых выбросов при работе строительной техники, транспортных средств выполнен по «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом), М., 1998 г. и по «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998 г., которые реализованы в программе «АТП-Эколог» фирмы «Интеграл» с учетом рекомендаций «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», С-Пб, 2012 г.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельной установки, сварочного агрегата, передвижного компрессора ЗИФ проведен в программе «Дизель» Версия 2.0. Программа реализует 'Методику расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок'. НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.

Расчет выбросов загрязняющих веществ при проведении сварочных работ и работ по газовой резке проведен в программе «Сварка». Версия 3.0 Методика расчёта выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей)», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2015.

Расчет выбросов загрязняющих веществ при проведении антикоррозийных работ проведен в программе «Лакокраска» Версия 3.0. Программа реализует 'Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выделений)», НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2015.

Информационное письмо НИИ Атмосфера №2. Исх. 07-2-200/16-0 от 28.04.2016г и Информационное письмо НИИ Атмосфера №4. Исх. 07-2-650/16-0 от 07.09.2016г.

Расчет выбросов пыли при пересыпке пылящих материалов и при разработке траншей производился в соответствии с «Методическим пособием по расчету выбросов от неорганизованных источников в промышленности строительных материалов», Новороссийск, 2002 г.

Расчет выбросов при заправке топливом проведен программой «АЗС-Эколог» версия 1.6.4.49, реализующая «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на период строительно-монтажных работ, при реализации альтернативного «Варианта №1» представлен в таблице 4.1.10.

Данные, характеризующие параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительных работах (Альтернативный «Вариант №1») приведены в таблице 4.1.13.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							199

Таблица 4.1.10 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух в период строительно-монтажных работ, при реализации альтернативного «Варианта №1»

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКс.с./ПДК с.г./ (ОБУВ), мг/м3	Количество выбросов загрязняющих веществ		
					г/с	т/год	т/период
1	2	3	4	5	6	7	8
1	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0123	3	0,04/0/0	0,001066	0,016575	0,029006
2	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0143	2	0,001/0,00005/0	0,000092	0,001425	0,002494
3	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0301	3	0,1/0,04/0	0,393980	11,756249	20,573436
4	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0304	3	0/0,06/0	0,064022	1,910388	3,343179
5	Углерод (пигмент черный)	0328	3	0,05/0,025/0	0,061801	1,640145	2,870254
6	Сера диоксид	0330	3	0,05/0/0	0,077688	2,085414	3,649475
7	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0333	3	0/0,002/0	1,84E-05	1,40E-06	2,45E-06
8	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0337	4	3/3/0	0,632736	11,680612	20,441071
9	Фториды газообразные соединения (в пересчете на фтор)	0342	2	0,014/0,005/0	0,000187	0,002907	0,005087
10	Фториды неорганические плохо растворимые	0344	2	0,03/0/0	0,000329	0,005115	0,008951
11	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол)	0616	3	0/0,1/0	0,312500	0,079200	0,079200
12	Метилбензол (фенилметан)	0621	3	0/0,4/0	0,215278	0,014880	0,014880
13	Бенз/а/пирен	0703	1	0,000001/0,000001/0	1,52E-07	0,000004041	7,07E-06
14	Бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты)	1210	4	0/0/0	0,0416667	0,00288	0,00288
15	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	1325	2	0,01/0,003/0	0,001748	0,044010	0,077018
16	Пропан-2-он (Диметкетон, диметилформальдегид)	1401	4	0/0/0	0,090278	0,006240	0,006240
17	Бензин (нефтяной. малосернистый в пересчете на углерод)	2704	4	1,5/0/0	0,003444	0,012643	0,022125
18	Керосин (Керосин прямой перегонки;	2732		0/0/1,2	0,120355	3,243624	5,676342

Результат

Подпись

Имя, № документа

0261-01-00-ОВОС1

Лист

200

«Интеграл» с учетом рекомендаций «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», С-Пб, 2012 г.

Результаты расчетов приведены в Приложении М Раздела ОВОС2.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на период строительно-монтажных работ, при реализации альтернативного «Варианта №1» представлен в таблице 4.1.12.

Данные, характеризующие параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при мелиоративных работах (биологическая рекультивация) приведены в таблице 4.1.14.

Таблица 4.1.12 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух в период строительно-монтажных работ, при реализации альтернативного «Варианта №1»

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКс.с./ПДКс.г./ (ОБУВ), мг/м3	Количество выбросов загрязняющих веществ	
					г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7
1	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0301	3	0,1/0,04/0	0,019783	0,036332
2	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0304	3	0/0,06/0	0,003215	0,005904
3	Углерод (пигмент черный)	0328	3	0,05/0,025/0	0,002841	0,005219
4	Сера диоксид	0330	3	0,05/0/0	0,002088	0,003844
5	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0337	4	3/3/0	0,016363	0,030399
6	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	2732		0/0/1,2	0,004674	0,008620
Итого:					0,048963	0,090318
Всего веществ					6	
Групп суммации					1	
азота диоксид+серы диоксид (2)					6204	0,040176

Рез. инв. №

Подп. и дата

Имя № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

202

Таблица 4.1.13 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительно-монтажных работах

Производс тво, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год/период строительства	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе из источника выброса			Координаты на карте-схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ			
	Наименова ние	Коли честв о, (шт.)							Скорос ть, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темп ерату ра С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника			Код	Наименование	г/с	т/год*	т/период строительств а	
1	2	3	4	5	6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Временно действующие источники																						
Организованные источники																						
Площадка строительства	работа дизельной	2	1440	выхлопная труба		2	5501	2,00	0,08	22,94	0,11533	400	2321034,9	491034,2				0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,014649	0,198144	0,346752
	электроста нции		2520*															0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,002380	0,032198	0,056347
	ЭД-16- Т400-2ВН																	0328	Углерод (Пигмент черный)	0,000889	0,012342	0,021599
																		0330	Сера диоксид	0,004889	0,064800	0,113400
																		0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,016000	0,216000	0,378000
																		0703	Бенз/а/пирен	1,70E-08	2,26E-07	3,96E-07
																		1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,000191	0,002468	0,004319
																		2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,004571	0,061714	0,108000
Площадка строительства	работа сварочного агрегата АДД-4002	3	1440	выхлопная труба		3	5502	2,00	0,08		0,09457	400	2321050,3	491011,8				0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,033693	0,243717	0,426505
			2520*															0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,005475	0,039603	0,069305
																		0328	Углерод (Пигмент черный)	0,002044	0,015183	0,026570
																		0330	Сера диоксид	0,011244	0,079704	0,139482
																		0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,036800	0,265680	0,464940
																		0703	Бенз/а/пирен	3,80E-08	2,79E-07	4,88E-07
																		1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,000438	0,003036	0,005313

Инв. N° подл.

Подп. и дата

Взам. инв. N°

Изм. Кол.уч Лист № док. Подп. Дата

Производс тво, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год/период строительства	Наименование источника выброса вредных веществ		Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе из источника выброса			Координаты на карте-схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ			
	Наименова ние	Коли честв о, (шт.)								Скорос ть, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темп ерату ра С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника			Код	Наименование	г/с	т/год*	т/период строительств а	
1	2	3	4	5		6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
																		2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,010514	0,075909	0,132841	
Площадка строительства	работа передвижн ого	13	1440	выхлопная труба		13	5503	2,00	0,08		0,27679	400	2321086,7	490996,2				0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,086062	3,091049	5,409336	
	компрессор а ЗИФ-55		2520*															0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,013985	0,502294	0,879015	
																		0328	Углерод (Пигмент черный)	0,005222	0,192543	0,336950	
																		0330	Сера диоксид	0,028722	1,010880	1,769040	
																		0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,094000	3,369600	5,896800	
																		0703	Бенз/а/пирен	9,70E-08	3,54E-06	6,19E-06	
																		1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,001119	0,038506	0,067386	
																		2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,026857	0,962741	1,684797	
Итого по организованным источникам:																			0,399746	10,478115	18,336701		
Неорганизованные источники																							
Площадка строительства	работа автотрансп орта	61	1440	неорганизо ванные		60	9501	5,00	-	-	-	25,1	2321034,9	491049,9	2321088,1	490975,3	28	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,259277	8,218689	14,382706	
			2520*																0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,042133	1,335537	2,337190
																			0328	Углерод (Пигмент черный)	0,053645	1,420077	2,485135
																			0330	Сера диоксид	0,032833	0,930030	1,627553
																			0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,482621	7,777780	13,611115
																			2704	Бензин (нефтяной. малосернистый в пересчете на углерод)	0,003444	0,012643	0,022125

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производс тво, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год/период строительства	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе из источника выброса			Координаты на карте-схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ			
	Наименова ние	Коли честв о, (шт.)							Скорос ть, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темп ерату ра С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника			Код	Наименование	г/с	т/год*	т/период строительств а	
1	2	3	4	5		6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,078412	2,143260	3,750705
Площадка строительства	работа сварочного агрегата	3	1440	неорганизо ванные		3	9502	5,00	-	-	-	25,1	2321060,3	491017,5	2321062,7	491014,1	9	0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0,001066	0,016575	0,029006
			2520*															0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,000092	0,001425	0,002494
																		0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,000299	0,004650	0,008138
																		0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,000049	0,000756	0,001323
																		0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,003315	0,051552	0,090216
																		0342	Фториды газообразные соединения (в пересчете на фтор)	0,000187	0,002907	0,005087
																		0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,000329	0,005115	0,008951
																		2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:-70-20	0,000140	0,002172	0,003801
Площадка строительства	антикарози йные	1	62	неорганизо ванные		1	9503	2,00	-	-	-	25,1	2321035,9	491050,9	2321059,4	491017,7	12	0616	Диметилбензол (смесь о- , м-, п-изомеров, метилталуол)	0,312500	0,079200	0,079200
	работы																	0621	Метилбензол (фенилметан)	0,215278	0,014880	0,014880
																		1210	Бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты)	0,041667	0,002880	0,002880
																		1401	Пропан-2-он (Диметкетон, диметилформальдегид)	0,090278	0,006240	0,006240
																		2752	Уайт-спирит	0,087891	0,044325	0,044325
																		2902	Взвешенные вещества	0,152778	0,045293	0,045293
Площадка строительс тва	топливозап равщик	1	1440	неорганизо ванные		1	9504	2,00	-	-	-	25,1	2320836,29	491404,6	2320842,2	491404,6	8	0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,0000184	0,0000014	2,45E-06

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС

Производс тво, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год/период строительства	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе из источника выброса			Координаты на карте-схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ			
	Наименова ние	Коли честв о, (шт.)							Скорос ть, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темп ерату ра С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника			Код	Наименование	г/с	т/год*	т/период строительств а	
1	2	3	4	5		6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
			2520*															2754	Алканы C12-C19 (в пересчете на С)	0,0065381	0,0004943	0,0008650
Площадка строительс тва	рытье траншей	1	1440	неорганизо ванные		1	9505	2,00	-	-	-	25,1	2321063,5	491013,6	2321087,5	490979,3	14	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:-70-20	0,079333	0,676270	1,183473
			2520*																			
Площадка строительс тва	пересыпка стройматер иалов	1	1440	неорганизо ванные		1	9506	5,00	-	-	-	25,1	2321062,4	490994,7	2321066,5	490989	7	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:-70-20	0,004336	0,000479	0,0008376
				2520*																		
Итого по неорганизованным источникам:																				1,948456	22,793230	39,743540
ИТОГО :																				2,348202	33,271345	58,080241
Аварийные выбросы																						
Организованные источники																						
Площадка топливоза правщика	Топливоzap равщик. Сценарий аварии «б»	1	0,37	аварийное горение		1	5504	12,64	6,857		138,8876	1100	2320836,29	491404,6				0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	55,123200	-	0,073633
																		0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	8,957520	-	0,011965
																		0317	Гидроцианид (Синильная кислота)	2,640000	-	0,003526
																		0328	Углерод (Пигмент черный)	34,056000	-	0,045492
																		0330	Сера диоксид	12,408000	-	0,016575
																		0333	Дигидросульфид (водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	2,640000	-	0,003526
																		0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	18,744000	-	0,025038
																		1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	2,904000	-	0,003879
																		1555	Органические к-ты (в пересчете на этановую к- ту)	9,504000	-	0,012695
Итого по организованным источникам:																				146,976720	-	0,196331
Неорганизованные источники																						

Производс тво, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год/период строительства	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе из источника выброса			Координаты на карте-схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ		
	Наименова ние	Коли честв о, (шт.)							Скорос ть, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темп ерату ра С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника			Код	Наименование	г/с	т/год*	т/период строительств а
1	2	3	4	5	6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Площадка топливоза правщика	Топливозап равщик. Сценарий аварии «а»	1	6	неорганизо ванные	1	9508					25,1						0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,047281	-	0,001021
																	2754	Алканы С12-С19 (в пересчете на С)	16,838874	-	0,363720
Площадка строительс тва	Сценарий аварии «в». Разлитие ГСМ строительн ой техникой	1	6	неорганизо ванные	1	9509					25,1						0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,001638	-	0,000035
																	2754	Алканы С12-С19 (в пересчете на С)	0,583221	-	0,012598
Итого по неорганизованным источникам:																			17,471014	-	0,377374
ИТОГО по аварийным выбросам:																			164,447734	-	0,573704
Примечание: * - количество часов работы за весь период строительства (21 месяц) ** - количество выбросов ЗВ указано с учетом количества источников																					

Таблица 4.1.14 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при биологической рекультивации нарушенных земель

Производс тво, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год/период строительства	Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе из источника выброса			Координаты на карте- схеме, м				Ширина площадного источника, м	Загрязняющее вещество		Выброс загрязняющих веществ		
	Наименование	Коли честв о, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника	второй конец линейного источника				Код	Наименование	г/с	т/год*	т/период рекультивации
1	2	3	4	5	6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Временно действующие источники																					
Неорганизованные источники																					
Участок рекультив ируемых работ	мелиоративные	1	480	неорганизованн ые		1	9507	5,00	-	-	-	25,1					0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,019783	0,036332	0,0363320
	работы																0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,003215	0,005904	0,0059040
																	0328	Углерод (Пигмент черный)	0,002841	0,005219	0,0052190
																	0330	Сера диоксид	0,002088	0,003844	0,0038440
																	0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,016363	0,030399	0,0303990
																	2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,004674	0,008620	0,0086200
Итого по неорганизованным источникам:																		0,048963	0,090318	0,090318	
ИТОГО:																		0,048963	0,090318	0,090318	
Аварийные выбросы																					
Неорганизованные источники																					
Площадка строительс тва	Сценарий аварии «в». Разлитие ГСМ бульдозером ДТ-133	1	6	неорганизованн ые		1	9510					25,1					0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000571	-	0,000012
																	2754	Алканы C12-C19 (в пересчете на С)	0,203382	-	0,004393
Итого по неорганизованным источникам:																		0,203954		0,004405	
ИТОГО по аварийным выбросам:																		0,048963	0,090318	0,090318	

Инв. N° подл.

Взам. инв.N°

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС

Период эксплуатации при альтернативном «Варианте №1»

При эксплуатации проектируемых объектов на Байтуганском нефтяном месторождении источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

1) **Добывающие скважины и приустьевые площадки (61 шт.).** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- залповых выбросов при ремонте арматуры и КИПиА;
- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях фонтанной арматуры;

2) **АГЗУ№43(І), АГЗУ№43(ІІ), АГЗУ№13Б(І), АГЗУ№13Б(ІІ), АГЗУ№37(І), АГЗУ№37(ІІ), АГЗУ№14А(І), АГЗУ№14А(ІІ), АГЗУ№18А(І), АГЗУ№18А(ІІ), АГЗУ№40(І), АГЗУ№40(ІІ), АГЗУ№41(І), АГЗУ№41(ІІ), АГЗУ№39(І), АГЗУ№39(ІІ), АГЗУ№42(І), АГЗУ№42(ІІ), АГЗУ№10А(І), АГЗУ№10А(ІІ), АГЗУ№47(І), АГЗУ№47(ІІ), АГЗУ-20А(І), АГЗУ-20А(ІІ), АГЗУ-50(І), АГЗУ-50(ІІ), АГЗУ-49(І), АГЗУ-49(ІІ) (28 шт.).** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- залповых выбросов при аварийном срабатывании предохранительного клапана замерного сепаратора установки АГЗУ;
- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры;
- залпового выброса при включении принудительной вентиляции замерно-переключающей установки во время посещения обслуживающего персонала;
- технологических выбросов в результате испарений из вентиляционного устройства дренажной емкости.

3) **Оборудование ДНС-2 (УЗ-3).** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры площадки проектируемого оборудования.

4) **Узлы подключения (стояков) для подсоединения агрегатов типа АДПМ;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

5) **Узлы задвижек (УЗ) по проектируемым сборным нефтепроводам**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

6) **Камера пуска очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

7) **Камера приема очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

8) **Камера пуска очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе УЗ-35-УПН;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

9) **Камера приема очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе УЗ-35-УПН;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и

Результат №							
Подпись и дата							
Имя, № подразделения							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							209

соединениях запорно-регулирующей арматуры.

10) Узлы задвижек УЗ № 71 - 78 по трассе нефтепровода АГЗУ-11-УПН

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

Ниже приведена таблица соответствия номеров источников загрязнения по данному проекту (на 2021 г.).

Таблица 4.1.15 - Таблица соответствия номеров источников загрязнения атмосферы для альтернативного «Варианта №1»

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
0152	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-10А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0153	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-10А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0154	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-10А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0155	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-10А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0156	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-13Б(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0157	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-13Б(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0158	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-13Б(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0159	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-13Б(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0160	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-14А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0161	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-14А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0162	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-14А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0163	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-14А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0164	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-18А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0165	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-18А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0166	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-18А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0167	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-18А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0168	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-20А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0169	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-20А(І) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0170	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-20А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0171	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-20А(ІІ) (проектируемая)	Дыхательный патрубок

Резонанс №

Подм. и. д. д. д. д.

Изм. №

0261-01-00-ОВОС I

Лист

210

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
0172	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-37(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0173	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-37(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0174	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-37(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0175	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-37(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0176	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-39(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0177	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-39(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0178	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-39(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0179	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-39(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0180	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-40(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0181	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-40(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0182	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-40(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0183	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-40(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0184	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-41(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0185	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-41(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0186	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-41(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0187	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-41(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0188	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-42(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0189	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-42(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0190	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-42(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0191	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-42(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0192	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-43(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0193	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-43(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0194	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-43(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0195	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-43(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0196	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-47(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0197	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-47(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок

Резонанс №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

211

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
0198	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-47(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0199	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-47(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0200	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-49(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0201	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-49(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0202	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-49(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0203	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-49(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0204	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-50(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0205	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-50(I) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0206	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-50(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0207	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-50(II) (проектируемая)	Дыхательный патрубок
7263	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 590	Неорганизованный ист.
7264	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 590	Неорганизованный ист.
7265	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 565	Неорганизованный ист.
7266	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 565	Неорганизованный ист.
7267	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1004	Неорганизованный ист.
7268	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1004	Неорганизованный ист.
7269	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1738А	Неорганизованный ист.
7270	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1738А	Неорганизованный ист.
7271	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 512Н	Неорганизованный ист.
7272	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 512Н	Неорганизованный ист.
7273	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1749	Неорганизованный ист.
7274	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1749	Неорганизованный ист.
7275	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 465	Неорганизованный ист.
7276	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 465	Неорганизованный ист.
7277	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1242н	Неорганизованный ист.
7278	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1242н	Неорганизованный ист.

Резин. шнур

Подм. и. д. шнур

Изм. № 00000

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

212

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7279	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 420А	Неорганизованный ист.
7280	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 420А	Неорганизованный ист.
7281	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1079	Неорганизованный ист.
7282	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1079	Неорганизованный ист.
7283	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 429А	Неорганизованный ист.
7284	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 429А	Неорганизованный ист.
7285	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1670А	Неорганизованный ист.
7286	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1670А	Неорганизованный ист.
7287	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1748	Неорганизованный ист.
7288	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1748	Неорганизованный ист.
7289	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1750	Неорганизованный ист.
7290	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1750	Неорганизованный ист.
7291	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 584А	Неорганизованный ист.
7292	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 584А	Неорганизованный ист.
7293	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 809А	Неорганизованный ист.
7294	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 809А	Неорганизованный ист.
7295	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 569	Неорганизованный ист.
7296	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 569	Неорганизованный ист.
7297	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1747	Неорганизованный ист.
7298	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1747	Неорганизованный ист.
7299	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1751	Неорганизованный ист.
7300	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1751	Неорганизованный ист.
7301	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1752	Неорганизованный ист.
7302	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1752	Неорганизованный ист.
7303	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 511	Неорганизованный ист.
7304	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 511 (проектируемая)	Неорганизованный ист.

Рези. или №

Подп. и. дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

213

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7305	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 562	Неорганизованный ист.
7306	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 562 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7307	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 510	Неорганизованный ист.
7308	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 510 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7309	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 564	Неорганизованный ист.
7310	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 564 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7311	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 571	Неорганизованный ист.
7312	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 571	Неорганизованный ист.
7313	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1007	Неорганизованный ист.
7314	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1007	Неорганизованный ист.
7315	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1203	Неорганизованный ист.
7316	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1203 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7317	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1014	Неорганизованный ист.
7318	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1014 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7319	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1211	Неорганизованный ист.
7320	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1211	Неорганизованный ист.
7321	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 572Н	Неорганизованный ист.
7322	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 572Н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7323	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 463н	Неорганизованный ист.
7324	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 463н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7325	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1635н	Неорганизованный ист.
7326	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1635н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7327	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 573	Неорганизованный ист.
7328	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 573	Неорганизованный ист.
7329	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1019	Неорганизованный ист.
7330	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1019	Неорганизованный ист.

Резин. штамп

Подп. и дата

Имя № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

214

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7331	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 581	Неорганизованный ист.
7332	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 581	Неорганизованный ист.
7333	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 575	Неорганизованный ист.
7334	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 575	Неорганизованный ист.
7335	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 576	Неорганизованный ист.
7336	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 576	Неорганизованный ист.
7337	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1578	Неорганизованный ист.
7338	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1578	Неорганизованный ист.
7339	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1231	Неорганизованный ист.
7340	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1231	Неорганизованный ист.
7341	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1024	Неорганизованный ист.
7342	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1024	Неорганизованный ист.
7343	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 589	Неорганизованный ист.
7344	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 589 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7345	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 437	Неорганизованный ист.
7346	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 437	Неорганизованный ист.
7347	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1502 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7348	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1502	Неорганизованный ист.
7349	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1620	Неорганизованный ист.
7350	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1620 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7351	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1025	Неорганизованный ист.
7352	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1025	Неорганизованный ист.
7353	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1717	Неорганизованный ист.
7354	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1717	Неорганизованный ист.
7355	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1044	Неорганизованный ист.
7356	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1044	Неорганизованный ист.

Рези. или №

Подп. и. дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

215

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7357	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1222	Неорганизованный ист.
7358	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1222	Неорганизованный ист.
7359	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1721Н	Неорганизованный ист.
7360	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1721Н	Неорганизованный ист.
7361	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1586	Неорганизованный ист.
7362	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1586	Неорганизованный ист.
7363	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1647	Неорганизованный ист.
7364	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1647	Неорганизованный ист.
7365	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 554	Неорганизованный ист.
7366	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 554	Неорганизованный ист.
7367	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 459н	Неорганизованный ист.
7368	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 459н	Неорганизованный ист.
7369	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 478	Неорганизованный ист.
7370	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 478	Неорганизованный ист.
7371	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1230	Неорганизованный ист.
7372	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1230	Неорганизованный ист.
7373	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1037	Неорганизованный ист.
7374	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1037	Неорганизованный ист.
7375	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1694н	Неорганизованный ист.
7376	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1694н	Неорганизованный ист.
7377	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1214	Неорганизованный ист.
7378	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1214	Неорганизованный ист.
7379	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1599н	Неорганизованный ист.
7380	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1599н	Неорганизованный ист.
7381	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 499н	Неорганизованный ист.
7382	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 499н	Неорганизованный ист.

Резин. штемп.

Подп. и дата

Име. № подл.

0261-01-00-ОВОС I

Лист

216

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7383	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 499Ан	Неорганизованный ист.
7384	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 499Ан	Неорганизованный ист.
7385	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-10А	Неорганизованный ист.
7386	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-13Б	Неорганизованный ист.
7387	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7388	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-18А	Неорганизованный ист.
7389	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-20А	Неорганизованный ист.
7390	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-37	Неорганизованный ист.
7391	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-39	Неорганизованный ист.
7392	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-40	Неорганизованный ист.
7393	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-41	Неорганизованный ист.
7394	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-42	Неорганизованный ист.
7395	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-43	Неорганизованный ист.
7396	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-47	Неорганизованный ист.
7397	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-49	Неорганизованный ист.
7398	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-50	Неорганизованный ист.
7399	постоянный неорганизованный	Узлы подключения АДПМ	Неорганизованный ист.
7400	постоянный неорганизованный	Оборудование ДНС-2 (УЗ №3)	Неорганизованный ист.
7401	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №5 в районе скв. №1625	Неорганизованный ист.
7402	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №6 в районе АГЗУ-13	Неорганизованный ист.
7403	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №7 в районе скв. №1625	Неорганизованный ист.
7404	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №8 в районе АГЗУ-13	Неорганизованный ист.
7405	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №9 в районе АГЗУ-18А	Неорганизованный ист.
7406	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №10 в районе АГЗУ-41	Неорганизованный ист.
7407	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №13 в районе существующего стеклопластикового трубопровода в районе УПН	Неорганизованный ист.

Резин. шнур №

Подм. и. д. шнур

Изм. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

217

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7408	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №16 в районе АГЗУ-27А	Неорганизованный ист.
7409	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №18 после водного перехода через реку Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7410	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №19 перед водным переходом через реку Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7411	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №22 в районе АГЗУ-14	Неорганизованный ист.
7412	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №22(а) в районе АГЗУ-14	Неорганизованный ист.
7413	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №23	Неорганизованный ист.
7414	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №24 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7415	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №25	Неорганизованный ист.
7416	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №30 в районе развилки дороги на АГЗУ-30	Неорганизованный ист.
7417	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №32 в районе скв.1650	Неорганизованный ист.
7418	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №45 (А)	Неорганизованный ист.
7419	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №46 (А)	Неорганизованный ист.
7420	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №47(А)	Неорганизованный ист.
7421	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №47	Неорганизованный ист.
7422	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №48(Б)	Неорганизованный ист.
7423	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №52	Неорганизованный ист.
7424	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №53	Неорганизованный ист.
7425	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №71 по трассе АГЗУ-11- УПН в районе скв.1650	Неорганизованный ист.
7426	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №72 по трассе АГЗУ-11- УПН в районе АГЗУ-12А	Неорганизованный ист.
7427	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №73 по трассе АГЗУ-11- УПН в районе АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7428	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №74 по трассе АГЗУ-11- УПН в районе АГЗУ-14,47	Неорганизованный ист.
7429	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №75 по трассе АГЗУ-11- УПН в районе перед переходом через р. Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7430	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №76 по трассе АГЗУ-11- УПН в районе после перехода через р. Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7431	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №77 по трассе АГЗУ-11- УПН в районе после перехода через ручей б/н	Неорганизованный ист.

Рези или №

Подм и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

218

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7432	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №78 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-27А	Неорганизованный ист.
7433	постоянный неорганизованный	Камера пуска ОУ на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН	Неорганизованный ист.
7434	постоянный неорганизованный	Камера приема ОУ на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН	Неорганизованный ист.
7435	постоянный неорганизованный	Камера пуска ОУ на нефтепроводе УЗ-35-УПН	Неорганизованный ист.
7436	постоянный неорганизованный	Камера приема ОУ на нефтепроводе УЗ-35-УПН	Неорганизованный ист.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период эксплуатации от существующих и проектируемых объектов представлен в таблице 4.1.13.

Таблица 4.1.16 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от объектов обустройства IX очереди Байтуганского нефтяного месторождения (альтернативный «Вариант №1»)

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКм.р. (ОБУВ), мг/м ³	Количество выбросов загрязняющих веществ	
					г/с	т/год
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
постоянные источники						
1	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0333	2	0,008	0,000740	0,017049
2	Смесь предельных углеводородов C ₁ H ₄ -C ₅ H ₁₂	0415	4	200,0	0,260907	0,639639
3	Смесь предельных углеводородов C ₁ H ₄ -C ₅ H ₁₂	0416	3	50,0	0,090423	0,045257
4	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0602	2	0,3	0,001167	0,000161
5	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0616	3	0,2	0,000367	0,000051
6	Метилбензол (Фенилметан)	0621	3	0,6	0,000734	0,000101
Итого по постоянным источникам					0,354338	0,702259
залповые выбросы						
1	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0333	2	0,008	0,1837506	0,1789855
2	Метан	0410		50,0	1,4297581	0,1743594
3	Смесь предельных углеводородов C ₁ H ₄ -C ₅ H ₁₂	0415	4	200,0	5,2656426	0,6421467
4	Смесь предельных углеводородов C ₁ H ₄ -C ₅ H ₁₂	0416	3	50,0	0,3555169	0,0433554
Итого по организованным источникам:					7,234668	1,038847

Результат №

Подп. и дата

Имя № подл

0261-01-00-ОВОС I

Лист

219

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Итого по залповым выбросам:	7,234668	1,038847
ИТОГО:	7,58901	1,741105
Всего веществ :	7	
Групп суммации	0	

Параметры выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации объектов IX очереди Байтуганского месторождения представлены в таблице 4.1.17.

Резан или №

Подп и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

220

Таблица 4.1.18 – Параметры выбросов загрязняющих веществ от проектируемых источников загрязнения атмосферы при альтернативном «Варианте №1»

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Постоянно действующие источники																				
Организованные источники																				
Нефтепромысел	АГЗУ-10А(І) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0152	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322652	496767	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-10А(ІІ) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0154	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322652	496767	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-13Б(І) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0156	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321884	496686	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.Кол.учЛист№ док.Подп.Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-13Б(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0158	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321884	496686	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-14А(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0160	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2320738	493845	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-14А(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0162	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2320738	493845	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-18А(І) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0164	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321757	495766	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-18А(ІІ) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0166	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321757	495766	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-20А(І) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0168	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322536	498665	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-20А(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0170	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322536	498665	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-37(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0172	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2318733	492735	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-37(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0174	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2318733	492735	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-39(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0176	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2320888	494624	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-39(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0178	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2320888	494624	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-40(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0180	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2319963	491734	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-40(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0182	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2319963	491734	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-41(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0184	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321539	494469	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-41(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0186	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321539	494469	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-42(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0188	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322465	495770	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-42(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0190	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322465	495770	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-43(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0192	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2318540	494131	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-43(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0194	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2318540	494131	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-47(I) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0196	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2320096	493315	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																			Метилбензол (Фенилметан)	0,000026
Нефтепромысел	АГЗУ-47(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0198	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2320096	493315	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-49(І) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0200	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322425	496556	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-49(ІІ) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0202	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2322425	496556	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-50(І) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0204	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321297	495446	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС I

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-50(II) емкость дренажная V=5м³	1		свеча	1	0206	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2321297	495446	-	-			Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																		Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н112	0,008631	0,001190
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																		Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																		Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Итого по организованным источникам:																		0,33354	0,04598	
Неорганизованные источники																				
Нефтепромысел	скв.№590	30	8760	площадка	1	7263	2	-	-	-	25,1	2319965	491659	2319979	491649	4		Дигидросульфид	0,000001	0,000040
				оборудования														Метан	0,000010	0,000308
																		Смесь углев.С1-С5	0,000036	0,001135
																		Смесь углев.С6-С10	0,000002	0,000077
Нефтепромысел	скв.№565	30	8760	площадка	1	7265	2	-	-	-	25,1	2319977	491691	2319982	491675	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1004	30	8760	площадка	1	7267	2	-	-	-	25,1	2319977	491717	2319989	491705	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1738А	30	8760	площадка	1	7269	2	-	-	-	25,1	2323344	502248	2323355	502237	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №512Н	30	8760	площадка	1	7271	2	-	-	-	25,1	2323343	502272	2323352	502266	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1749	30	8760	площадка	1	7273	2	-	-	-	25,1	2322623	496715	2322630	496707	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №465	30	8760	площадка	1	7275	2	-	-	-	25,1	2322635	496686	2322622	496694	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1242н	30	8760	площадка	1	7277	2	-	-	-	25,1	2322627	496725	2322616	496737	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №420А	30	8760	площадка	1	7279	2	-	-	-	25,1	2320543	493249	2320563	493261	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1079	30	8760	площадка	1	7281	2	-	-	-	25,1	2320546	493299	2320566	493287	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №429А	30	8760	площадка	1	7283	2	-	-	-	25,1	2320703	493906	2320715	493889	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1670А	30	8760	площадка	1	7285	2	-	-	-	25,1	2320703	493883	2320715	493871	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1748	30	8760	площадка	1	7287	2	-	-	-	25,1	2320706	493862	2320718	493848	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Нефтепромысел	скв.№1750	30	8760	площадка	1	7289	2	-	-	-	25,1	2320926	494583	2320934	494604	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №584А	30	8760	площадка	1	7291	2	-	-	-	25,1	2320917	494557	2320937	494575	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №809А	30	8760	площадка	1	7293	2	-	-	-	25,1	2320911	495013	2320934	495027	4		Дигидросульфид	0,000001	0,000040
				оборудования														Метан	0,000010	0,000308
																		Смесь углев.С1-С5	0,000036	0,001135
																		Смесь углев.С6-С10	0,000002	0,000077
Нефтепромысел	скв.№569	30	8760	площадка	1	7295	2	-	-	-	25,1	2321676	503749	2321682	503741	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1747	30	8760	площадка	1	7297	2	-	-	-	25,1	2322372	496558	2322387	496551	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1751	30	8760	площадка	1	7299	2	-	-	-	25,1	2319238	492487	2319261	492470	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1752	30	8760	площадка	1	7301	2	-	-	-	25,1	2318689	492735	2318703	492721	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№511	30	8760	площадка	1	7303	2	-	-	-	25,1	2321679	495722	2321687	495728	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№562	30	8760	площадка	1	7305	2	-	-	-	25,1	2321702	495728	2321714	495734	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Нефтепромысел	скв.№510	30	8760	площадка	1	7307	2	-	-	-	25,1	2322067	495877	2322079	495862	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№564	30	8760	площадка	1	7309	2	-	-	-	25,1	2322087	495900	2322102	495883	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №571	30	8760	площадка	1	7311	2	-	-	-	25,1	2322478	495793	2322487	495798	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1007	30	8760	площадка	1	7313	2	-	-	-	25,1	2322479	495817	2322488	495812	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1203	30	8760	площадка	1	7315	2	-	-	-	25,1	2322480	495839	2322486	495833	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1014	30	8760	площадка	1	7317	2	-	-	-	25,1	2322433	496135	2322449	496121	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1211	30	8760	площадка	1	7319	2	-	-	-	25,1	2322516	503981	2322519	503970	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №572Н	30	8760	площадка	1	7321	2	-	-	-	25,1	2318922	494610	2318937	494621	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№463н	30	8760	площадка	1	7323	2	-	-	-	25,1	2318911	494639	2318922	494659	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1635н	30	8760	площадка	1	7325	2	-	-	-	25,1	2318540	494213	2318554	494198	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					г/с	т/год
												13	14	15	16					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№573	30	8760	площадка	1	7327	2	-	-	-	25,1	2318534	494192	2318549	494175	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1019	30	8760	площадка	1	7329	2	-	-	-	25,1	2321924	496671	2321936	496659	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№581	30	8760	площадка	1	7231	2	-	-	-	25,1	2321968	496661	2321956	496669	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№575	30	8760	площадка	1	7233	2	-	-	-	25,1	2321749	502604	2321746	502595	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№576	30	8760	площадка	1	7335	2	-	-	-	25,1	2321316	495361	2321334	495372	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1578	30	8760	площадка	1	7337	2	-	-	-	25,1	2321321	495387	2321343	495398	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1231	30	8760	площадка	1	7339	2	-	-	-	25,1	2321327	495420	2321349	495420	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1024	30	8760	площадка	1	7341	2	-	-	-	25,1	2320525	500473	2320536	500464	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№589	30	8760	площадка	1	7343	2	-	-	-	25,1	2320111	492151	2320125	492137	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Нефтепромысел	скв.№437	30	8760	площадка	1	7345	2	-	-	-	25,1	2322276	499004	2322261	499010	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1502	30	8760	площадка	1	7347	2	-	-	-	25,1	2322260	498989	2322274	498977	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1620	30	8760	площадка	1	7349	2	-	-	-	25,1	2321895	496667	2321903	496658	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1025	30	8760	площадка	1	7351	2	-	-	-	25,1	2321485	494397	2321497	494408	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1717	30	8760	площадка	1	7353	2	-	-	-	25,1	2321490	494425	2321476	494422	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1044	30	8760	площадка	1	7355	2	-	-	-	25,1	2321480	494457	2321499	494467	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1222	30	8760	площадка	1	7357	2	-	-	-	25,1	2321494	494434	2321506	494453	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1721Н	30	8760	площадка	1	7359	2	-	-	-	25,1	2320940	495737	2320952	495763	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№ 1586	30	8760	площадка	1	7361	2	-	-	-	25,1	2321593	504416	2321601	504410	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1647	30	8760	площадка	1	7363	2	-	-	-	25,1	2320178	493781	2320195	493792	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
	Нефтепромысел	скв. №554	30	8760	площадка	1	7365	2	-	-	-	25,1	2320107	493280	2320123	493293	4		Дигидросульфид	0,000002
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №459н	30	8760	площадка	1	7367	2	-	-	-	25,1	2320904	503410	2320913	503400	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№478	30	8760	площадка	1	7369	2	-	-	-	25,1	2321311	495783	2321328	495801	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1230	30	8760	площадка	1	7371	2	-	-	-	25,1	2320917	495401	2320931	495418	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1037	30	8760	площадка	1	7373	2	-	-	-	25,1	2321314	496658	2321324	496646	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1694н	30	8760	площадка	1	7375	2	-	-	-	25,1	2323183	502627	2323190	502621	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1214	30	8760	площадка	1	7377	2	-	-	-	25,1	2320122	496075	2320146	496090	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1599н	30	8760	площадка	1	7379	2	-	-	-	25,1	2322447	498187	2322449	498187	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №499н	30	8760	площадка	1	7381	2	-	-	-	25,1	2320867	496195	2320887	496216	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Нефтепромысел	скв. №499Ан	30	8760	площадка	1	7383	2	-	-	-	25,1	2319610	492205	2319620	492196	4		Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования														Метан	0,000019	0,000606
																		Смесь углев.С1-С5	0,000071	0,002232
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-10А(І,ІІ)			площадка	1	7385	2				25,1	2318368	493188	2318379	493176	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
																		Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-13Б(І,ІІ)			площадка	1	7386	2				25,1	2320893	494650	2320955	494648	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-14А(І,ІІ)			площадка	1	7387	2				25,1	2319939	491722	2319935	491677	10		Дигидросульфид	0,000017	0,000526
				оборудования														Метан	0,000130	0,004091
																		Смесь углев.С1-С5	0,000478	0,015066
																		Смесь углев.С6-С10	0,000032	0,001017
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-18А(І,ІІ)			площадка	1	7388	2				25,1	2321511	494495	2321550	494490	10		Дигидросульфид	0,000017	0,000526
				оборудования														Метан	0,000130	0,004091
																		Смесь углев.С1-С5	0,000478	0,015066
																		Смесь углев.С6-С10	0,000032	0,001017
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-20А(І,ІІ)			площадка	1	7389	2				25,1	2322434	495774	2322445	495789	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-37(І,ІІ)			площадка	1	7390	2				25,1	2318519	494151	2318575	494154	10		Дигидросульфид	0,000003	0,000079
				оборудования														Метан	0,000020	0,000617
																		Смесь углев.С1-С5	0,000072	0,002271
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000153
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-39(І,ІІ)			площадка	1	7391	2				25,1	2320101	493341	2320155	493326	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000072	0,002271
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-40(І,ІІ)			площадка	1	7392	2				25,1	2322398	496585	2322418	496580	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-41(І,ІІ)			площадка	1	7393	2				25,1	2322614	496753	2322637	496769	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-42(І,ІІ)			площадка	1	7394	2				25,1	2321892	496688	2321918	496703	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-43(І,ІІ)			площадка	1	7395	2				25,1	2320709	493821	2320759	493821	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-47 (І,ІІ)			площадка	1	7396	2				25,1	2321699	495789	2321743	495786	10		Дигидросульфид	0,000009	0,000294
				оборудования														Метан	0,000072	0,002286
																		Смесь углев.С1-С5	0,000267	0,008420
																		Смесь углев.С6-С10	0,000018	0,000568
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-49(І,ІІ)			площадка	1	7397	2				25,1	2322530	498648	2322536	498604	10		Дигидросульфид	0,000009	0,000294
				оборудования														Метан	0,000072	0,002286
																		Смесь углев.С1-С5	0,000267	0,008420
																		Смесь углев.С6-С10	0,000018	0,000568
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-50(І,ІІ)			площадка	1	7398	2				25,1	2318683	492703	2318730	492703	10		Дигидросульфид	0,000018	0,000565
				оборудования														Метан	0,000139	0,004394
																		Смесь углев.С1-С5	0,000513	0,016183
																		Смесь углев.С6-С10	0,000035	0,001093
Нефтепромысел	проект.		8760	площадка	1	7399	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000071	0,002242
	узлы			оборудования														Метан	0,000553	0,017446
	подключ.																	Смесь углев.С1-С5	0,002037	0,064250
	АДПМ																	Смесь углев.С6-С10	0,000138	0,004338
Нефтепромысел	УЗ №3		8760	площадка	1	7400	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000006	0,000174
	на ДНС-2			оборудования														Метан	0,000043	0,001354
																		Смесь углев.С1-С5	0,000158	0,004985
																		Смесь углев.С6-С10	0,000011	0,000337
Нефтепромысел	УЗ №5		8760	площадка	1	7401	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000008	0,000251
	в районе			оборудования														Метан	0,000062	0,001955

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	скв.1625																	Смесь углев.С1-С5	0,000228	0,007200
																		Смесь углев.С6-С10	0,000015	0,000486
Нефтепромысел	УЗ №6		8760	площадка	1	7402	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000008	0,000251
	в районе			оборудования														Метан	0,000062	0,001955
	АГЗУ-13																	Смесь углев.С1-С5	0,000228	0,007200
																		Смесь углев.С6-С10	0,000015	0,000486
Нефтепромысел	УЗ №7		8760	площадка	1	7403	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования														Метан	0,000014	0,000451
	скв.1625																	Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
																		Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №8		8760	площадка	1	7404	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования														Метан	0,000014	0,000451
	АГЗУ-13																	Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
																		Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №9		8760	площадка	1	7405	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования														Метан	0,000014	0,000451
	АГЗУ-18А																	Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
																		Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №10		8760	площадка	1	7406	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-18А																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
																		Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №13		8760	площадка	1	7407	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000077
	в районе			оборудования														Метан	0,000019	0,000602
	сущ. УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000070	0,002216
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000150
Нефтепромысел	УЗ №16		8760	площадка	1	7408	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-27А																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
																		Смесь углев.С6-С10	0,000000	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №18		8760	площадка	1	7409	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	в районе			оборудования														Метан	0,000005	0,000150
	после водного																	Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
	перех.М. Якшигул																	Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №19		8760	площадка	1	7410	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	перед водным																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
	перех.М. Якшигул																	Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №22		8760	площадка	1	7411	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	в районе			оборудования														Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-14																	Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
																		Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №22(а)		8760	площадка	1	7412	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-14																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
																		Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №23		8760	площадка	1	7413	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования														Метан	0,000005	0,000150
																		Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
																		Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №24		8760	площадка	1	7414	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования														Метан	0,000014	0,000451
	АГЗУ-14А																	Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
																		Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №25		8760	площадка	1	7415	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000004	0,000116
				оборудования														Метан	0,000029	0,000902
																		Смесь углев.С1-С5	0,000105	0,003323
																		Смесь углев.С6-С10	0,000007	0,000224
Нефтепромысел	УЗ №30		8760	площадка	1	7416	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования														Метан	0,000014	0,000451
	развилки дороги																	Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
	на АГЗУ-30																	Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №32		8760	площадка	1	7417	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	в районе			оборудования														Метан	0,000005	0,000150
	скв.1650																	Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
																		Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №45(А)		8760	площадка	1	7418	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования														Метан	0,000005	0,000150
																		Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
																		Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №46(А)		8760	площадка	1	7419	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
				оборудования														Метан	0,000038	0,001203

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					г/с	т/год
												13	14	15	16					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
																		Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №47(А)		8760	площадка	1	7420	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования														Метан	0,000005	0,000150
																		Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
																		Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №47		8760	площадка	1	7421	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования														Метан	0,000005	0,000150
																		Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
																		Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №48(БА)		8760	площадка	1	7422	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000077
				оборудования														Метан	0,000019	0,000602
																		Смесь углев.С1-С5	0,000070	0,002216
																		Смесь углев.С6-С10	0,000005	0,000150
Нефтепромысел	УЗ №52		8760	площадка	1	7423	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
				оборудования														Метан	0,000014	0,000451
																		Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
																		Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №53		8760	площадка	1	7424	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
				оборудования														Метан	0,000014	0,000451
																		Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
																		Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №71		8760	площадка	1	7425	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	по трассе			оборудования														Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
	в районе скв.1650																	Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №72		8760	площадка	1	7426	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
	в районе АГЗУ-12А																	Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №73		8760	площадка	1	7427	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
	в районе АГЗУ-14А																	Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №74		8760	площадка	1	7428	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	по трассе			оборудования														Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
	в районе АГЗУ-14,47																	Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №75		8760	площадка	1	7429	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	по трассе			оборудования														Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
	в р-не перехода М.Якшигул																	Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №76		8760	площадка	1	7430	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	по трассе			оборудования														Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000018	0,000554
	в р-не перехода М.Якшигул																	Смесь углев.С6-С10	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №77		8760	площадка	1	7431	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
	в р-не перехода руч.б/н																	Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №78		8760	площадка	1	7432	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования														Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С1-С5	0,000141	0,004431
	в районе АГЗУ-27А																	Смесь углев.С6-С10	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	Камера		8760	площадка	1	7433	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000004	0,000116
	пуска ОУ			оборудования														Метан	0,000029	0,000902
	по трассе																	Смесь углев.С1-С5	0,000105	0,003323
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С6-С10	0,000007	0,000224
Нефтепромысел	Камера		8760	площадка	1	7434	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	приема ОУ			оборудования														Метан	0,000014	0,000451
	по трассе																	Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662
	АГЗУ-11-УПН																	Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	Камера		8760	площадка	1	7435	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000004	0,000116
	пуска ОУ			оборудования														Метан	0,000029	0,000902
	по трассе																	Смесь углев.С1-С5	0,000105	0,003323
	УЗ-35-УПН																	Смесь углев.С6-С10	0,000007	0,000224
Нефтепромысел	Камера		8760	площадка	1	7436	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-			Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	приема ОУ			оборудования														Метан	0,000014	0,000451
	по трассе																	Смесь углев.С1-С5	0,000053	0,001662

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	УЗ-35-УПН																	Смесь углев.С6-С10	0,000004	0,000112
Итого по неорганизованным выбросам:																			0,02080	0,65627
Итого по постояннодействующим выбросам:																			0,35434	0,70226
Залповые и аварийные выбросы																				
Организованные источники																				
АГЗУ-10А(І)	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0153	5,5	0,1		0,165	25,1	2322652	496767					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-10А(І)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0153	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322652	496767					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-10А(ІІ)	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0155	5,5	0,1		0,165	25,1	2322652	496767					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-10А(ІІ)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0155	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322652	496767					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-13Б(І)	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0157	5,5	0,1		0,165	25,1	2321884	496686					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-13Б(І)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0157	5,5	0,1		0,4167	25,1	2321884	496686					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-13Б(ІІ)	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0159	5,5	0,1		0,165	25,1	2321884	496686					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
АГЗУ-13Б(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0159	5,5	0,1		0,4167	25,1	2321884	496686					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-14А(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0161	5,5	0,1		0,165	25,1	2320738	493845					Дигидросульфид	0,002811	0,000005
	срабатывание																	Метан	0,021870	0,000039
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,080546	0,000145
																		Смесь углев.С6-С10	0,005438	0,000010
АГЗУ-14А(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0161	5,5	0,1		0,4167	25,1	2320738	493845					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-14А(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0163	5,5	0,1		0,165	25,1	2320738	493845					Дигидросульфид	0,002811	0,000005
	срабатывание																	Метан	0,021870	0,000039
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,080546	0,000145
																		Смесь углев.С6-С10	0,005438	0,000010
АГЗУ-14А(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0163	5,5	0,1		0,4167	25,1	2320738	493845					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-18А(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0165	5,5	0,1		0,165	25,1	2321757	495766					Дигидросульфид	0,002811	0,000005
	срабатывание																	Метан	0,021870	0,000039
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,080546	0,000145
																		Смесь углев.С6-С10	0,005438	0,000010
АГЗУ-18А(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0165	5,5	0,1		0,4167	25,1	2321757	495766					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-18А(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0167	5,5	0,1		0,165	25,1	2321757	495766					Дигидросульфид	0,002811	0,000005
	срабатывание																	Метан	0,021870	0,000039
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,080546	0,000145
																		Смесь углев.С6-С10	0,005438	0,000010
АГЗУ-18А(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0167	5,5	0,1		0,4167	25,1	2321757	495766					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-20А(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0169	5,5	0,1		0,165	25,1	2322536	498665					Дигидросульфид	0,001606	0,000003
	срабатывание																	Метан	0,012497	0,000022

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,046026	0,000083
																		Смесь углев.С6-С10	0,003108	0,000006
АГЗУ-20А(І)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0169	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322536	498665					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-20А(ІІ)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0171	5,5	0,1		0,165	25,1	2322536	498665					Дигидросульфид	0,001606	0,000003
	срабатывание																	Метан	0,012497	0,000022
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,046026	0,000083
																		Смесь углев.С6-С10	0,003108	0,000006
АГЗУ-20А(ІІ)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0171	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322536	498665					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-37(І)	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0173	5,5	0,1		0,165	25,1	2318733	492735					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-37(І)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0173	5,5	0,1		0,4167	25,1	2318733	492735					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-37(ІІ)	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0175	5,5	0,1		0,165	25,1	2318733	492735					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-37(ІІ)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0175	5,5	0,1		0,4167	25,1	2318733	492735					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-39(І)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0177	5,5	0,1		0,165	25,1	2320888	494624					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-39(І)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0177	5,5	0,1		0,4167	25,1	2320888	494624					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-39(ІІ)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0179	5,5	0,1		0,165	25,1	2320888	494624					Дигидросульфид	0,001957	0,000004

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-39(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0179	5,5	0,1		0,4167	25,1	2320888	494624					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-40(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0181	5,5	0,1		0,165	25,1	2319963	491734					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-40(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0181	5,5	0,1		0,4167	25,1	2319963	491734					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-40(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0183	5,5	0,1		0,165	25,1	2319963	491734					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-40(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0183	5,5	0,1		0,4167	25,1	2319963	491734					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-41(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0185	5,5	0,1		0,165	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,001606	0,000003
	срабатывание																	Метан	0,012497	0,000022
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,046026	0,000083
																		Смесь углев.С6-С10	0,003108	0,000006
АГЗУ-41(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0185	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-41(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0187	5,5	0,1		0,165	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,001606	0,000003
	срабатывание																	Метан	0,012497	0,000022
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,046026	0,000083
																		Смесь углев.С6-С10	0,003108	0,000006
АГЗУ-41(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0187	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
АГЗУ-42(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0189	5,5	0,1		0,165	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-42(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0189	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-42(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0191	5,5	0,1		0,165	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-42(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0191	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322465	495770					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-43(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0193	5,5	0,1		0,165	25,1	2318540	494131					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-43(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0193	5,5	0,1		0,4167	25,1	2318540	494131					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-43(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0195	5,5	0,1		0,165	25,1	2318540	494131					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-43(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0195	5,5	0,1		0,4167	25,1	2318540	494131					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-47(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0197	5,5	0,1		0,165	25,1	2320096	493315					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-47(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0197	5,5	0,1		0,4167	25,1	2320096	493315					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
АГЗУ-47(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0199	5,5	0,1		0,165	25,1	2320096	493315					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-47(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0199	5,5	0,1		0,4167	25,1	2320096	493315					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-49(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0201	5,5	0,1		0,165	25,1	2322425	496556					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-49(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0201	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322425	496556					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-49(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0203	5,5	0,1		0,165	25,1	2322425	496556					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-49(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0203	5,5	0,1		0,4167	25,1	2322425	496556					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-50(I)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0205	5,5	0,1		0,165	25,1	2321297	495446					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-50(I)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0205	5,5	0,1		0,4167	25,1	2321297	495446					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545
АГЗУ-50(II)	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0207	5,5	0,1		0,165	25,1	2321297	495446					Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																	Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																	Смесь углев.С1-С5	0,056095	0,000101
																		Смесь углев.С6-С10	0,003787	0,000007
АГЗУ-50(II)	вентиляция	1	0,9069	вентвыброс	1	0207	5,5	0,1		0,4167	25,1	2321297	495446					Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																	Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																	Смесь углев.С1-С5	0,104474	0,022880
																		Смесь углев.С6-С10	0,007054	0,001545

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Итого по орг.залповым выбросам:																			4,01912	0,88019
Неорганизованные источники																				
Скважина № 590	ремонт арматуры	1	0,08			7264					25,1	2319965	491659	2319979	491649	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 590	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7264					25,1	2319965	491659	2319979	491649	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 565	ремонт арматуры	1	0,08			7266					25,1	2319977	491691	2319982	491675	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 565	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7266					25,1	2319977	491691	2319982	491675	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1004	ремонт арматуры	1	0,08			7268					25,1	2319977	491717	2319989	491705	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1004	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7268					25,1	2319977	491717	2319989	491705	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1738А	ремонт арматуры	1	0,08			7270					25,1	2323344	502248	2323355	502237	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1738А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7270					25,1	2323344	502248	2323355	502237	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																			Смесь углев.С1-С5	0,003270

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 512Н	ремонт арматуры	1	0,08			7272					25,1	2323343	502272	2323352	502266	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 512Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7272					25,1	2323343	502272	2323352	502266	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1749	ремонт арматуры	1	0,08			7274					25,1	2322623	496715	2322630	496707	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1749	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7274					25,1	2322623	496715	2322630	496707	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 465	ремонт арматуры	1	0,08			7276					25,1	2322635	496686	2322622	496694	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 465	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7276					25,1	2322635	496686	2322622	496694	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1242н	ремонт арматуры	1	0,08			7278					25,1	2322627	496725	2322616	496737	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1242н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7278					25,1	2322627	496725	2322616	496737	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																			Смесь углев.С1-С5	0,003270

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 420А	ремонт арматуры	1	0,08			7280					25,1	2320543	493249	2320563	493261	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 420А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7280					25,1	2320543	493249	2320563	493261	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1079	ремонт арматуры	1	0,08			7282					25,1	2320546	493299	2320566	493287	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1079	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7282					25,1	2320546	493299	2320566	493287	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 429А	ремонт арматуры	1	0,08			7284					25,1	2320703	493906	2320715	493889	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 429А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7284					25,1	2320703	493906	2320715	493889	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1670А	ремонт арматуры	1	0,08			7286					25,1	2320703	493883	2320715	493871	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1670А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7286					25,1	2320703	493883	2320715	493871	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					г/с	т/год
												13	14	15	16					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1748	ремонт арматуры	1	0,08			7288					25,1	2320706	493862	2320718	493848	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1748	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7288					25,1	2320706	493862	2320718	493848	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1750	ремонт арматуры	1	0,08			7290					25,1	2320926	494583	2320934	494604	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1750	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7290					25,1	2320926	494583	2320934	494604	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 584А	ремонт арматуры	1	0,08			7292					25,1	2320917	494557	2320937	494575	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 584А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7292					25,1	2320917	494557	2320937	494575	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 809А	ремонт арматуры	1	0,08			7294					25,1	2320911	495013	2320934	495027	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 809А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7294					25,1	2320911	495013	2320934	495027	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 569	ремонт арматуры	1	0,08			7296					25,1	2321676	503749	2321682	503741	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 569	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7296					25,1	2321676	503749	2321682	503741	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1747	ремонт арматуры	1	0,08			7298					25,1	2322372	496558	2322387	496551	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1747	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7298					25,1	2322372	496558	2322387	496551	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1751	ремонт арматуры	1	0,08			7300					25,1	2319238	492487	2319261	492470	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1751	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7300					25,1	2319238	492487	2319261	492470	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1752	ремонт арматуры	1	0,08			7302					25,1	2318689	492735	2318703	492721	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1752	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7302					25,1	2318689	492735	2318703	492721	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 511	ремонт арматуры	1	0,08			7304					25,1	2321679	495722	2321687	495728	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 511	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7304					25,1	2321679	495722	2321687	495728	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 562	ремонт арматуры	1	0,08			7306					25,1	2321702	495728	2321714	495734	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 562	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7306					25,1	2321702	495728	2321714	495734	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 510	ремонт арматуры	1	0,08			7308					25,1	2322067	495877	2322079	495862	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 510	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7308					25,1	2322067	495877	2322079	495862	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 564	ремонт арматуры	1	0,08			7310					25,1	2322087	495900	2322102	495883	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 564	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7310					25,1	2322087	495900	2322102	495883	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					г/с	т/год
												13	14	15	16					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 571	ремонт арматуры	1	0,08			7312					25,1	2322478	495793	2322487	495798	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																			Смесь углев.С6-С10	0,002370
Скважина № 571	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7312					25,1	2322478	495793	2322487	495798	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																			Смесь углев.С6-С10	0,000221
Скважина № 1007	ремонт арматуры	1	0,08			7314					25,1	2322479	495817	2322488	495812	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																			Смесь углев.С6-С10	0,002370
Скважина № 1007	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7314					25,1	2322479	495817	2322488	495812	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																			Смесь углев.С6-С10	0,000221
Скважина № 1203	ремонт арматуры	1	0,08			7316					25,1	2322480	495839	2322486	495833	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																			Смесь углев.С6-С10	0,002370
Скважина № 1203	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7316					25,1	2322480	495839	2322486	495833	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																			Смесь углев.С6-С10	0,000221
Скважина № 1014	ремонт арматуры	1	0,08			7318					25,1	2322433	496135	2322449	496121	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																			Смесь углев.С6-С10	0,002370
Скважина № 1014	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7318					25,1	2322433	496135	2322449	496121	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																			Смесь углев.С1-С5	0,003270

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1211	ремонт арматуры	1	0,08			7320					25,1	2322516	503981	2322519	503970	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1211	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7320					25,1	2322516	503981	2322519	503970	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 572Н	ремонт арматуры	1	0,08			7322					25,1	2318922	494610	2318937	494621	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 572Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7322					25,1	2318922	494610	2318937	494621	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 463Н	ремонт арматуры	1	0,08			7324					25,1	2318911	494639	2318922	494659	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 463Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7324					25,1	2318911	494639	2318922	494659	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1635н	ремонт арматуры	1	0,08			7326					25,1	2318540	494213	2318554	494198	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1635н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7326					25,1	2318540	494213	2318554	494198	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					г/с	т/год
												13	14	15	16					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 573	ремонт арматуры	1	0,08			7328					25,1	2318534	494192	2318549	494175	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 573	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7328					25,1	2318534	494192	2318549	494175	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1019	ремонт арматуры	1	0,08			7330					25,1	2321924	496671	2321936	496659	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1019	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7330					25,1	2321924	496671	2321936	496659	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 581	ремонт арматуры	1	0,08			7332					25,1	2321968	496661	2321956	496669	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 581	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7332					25,1	2321968	496661	2321956	496669	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 575	ремонт арматуры	1	0,08			7334					25,1	2321749	502604	2321746	502595	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 575	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7334					25,1	2321749	502604	2321746	502595	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					г/с	т/год
												13	14	15	16					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 576	ремонт арматуры	1	0,08			7336					25,1	2321316	495361	2321334	495372	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 576	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7336					25,1	2321316	495361	2321334	495372	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1578	ремонт арматуры	1	0,08			7338					25,1	2321321	495387	2321343	495398	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1578	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7338					25,1	2321321	495387	2321343	495398	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1231	ремонт арматуры	1	0,08			7340					25,1	2321327	495420	2321349	495420	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1231	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7340					25,1	2321327	495420	2321349	495420	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1024	ремонт арматуры	1	0,08			7342					25,1	2320525	500473	2320536	500464	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1024	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7342					25,1	2320525	500473	2320536	500464	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 589	ремонт арматуры	1	0,08			7344					25,1	2320111	492151	2320125	492137	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 589	монтаж- демонтаж КИПиА	1	0,25			7344					25,1	2320111	492151	2320125	492137	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 437	ремонт арматуры	1	0,08			7346					25,1	2322276	499004	2322261	499010	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 437	монтаж- демонтаж КИПиА	1	0,25			7346					25,1	2322276	499004	2322261	499010	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1502	ремонт арматуры	1	0,08			7348					25,1	2322260	498989	2322274	498977	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1502	монтаж- демонтаж КИПиА	1	0,25			7348					25,1	2322260	498989	2322274	498977	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1620	ремонт арматуры	1	0,08			7350					25,1	2321895	496667	2321903	496658	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1620	монтаж- демонтаж КИПиА	1	0,25			7350					25,1	2321895	496667	2321903	496658	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																			Смесь углев.С1-С5	0,003270

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1025	ремонт арматуры	1	0,08			7352					25,1	2321485	494397	2321497	494408	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1025	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7352					25,1	2321485	494397	2321497	494408	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1717	ремонт арматуры	1	0,08			7354					25,1	2321490	494425	2321476	494422	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1717	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7354					25,1	2321490	494425	2321476	494422	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1044	ремонт арматуры	1	0,08			7356					25,1	2321480	494457	2321499	494467	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1044	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7356					25,1	2321480	494457	2321499	494467	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1222	ремонт арматуры	1	0,08			7358					25,1	2321494	494434	2321506	494453	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1222	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7358					25,1	2321494	494434	2321506	494453	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1721Н	ремонт арматуры	1	0,08			7260					25,1	2320940	495737	2320952	495763	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1721Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7260					25,1	2320940	495737	2320952	495763	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1586	ремонт арматуры	1	0,08			7362					25,1	2321593	504416	2321601	504410	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1586	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7362					25,1	2321593	504416	2321601	504410	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1647	ремонт арматуры	1	0,08			7364					25,1	2320178	493781	2320195	493792	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1647	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7364					25,1	2320178	493781	2320195	493792	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 554	ремонт арматуры	1	0,08			7366					25,1	2320107	493280	2320123	493293	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 554	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7366					25,1	2320107	493280	2320123	493293	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												1	2							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 459н	ремонт арматуры	1	0,08			7368					25,1	2320904	503410	2320913	503400	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 459н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7368					25,1	2320904	503410	2320913	503400	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 478	ремонт арматуры	1	0,08			7370					25,1	2321311	495783	2321328	495801	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 478	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7370					25,1	2321311	495783	2321328	495801	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1230	ремонт арматуры	1	0,08			7372					25,1	2320917	495401	2320931	495418	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1230	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7372					25,1	2320917	495401	2320931	495418	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1037	ремонт арматуры	1	0,08			7374					25,1	2321314	496658	2321324	496646	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1037	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7374					25,1	2321314	496658	2321324	496646	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
	ремонт	1	0,08			7376					25,1	2323183	502627	2323190	502621	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещства, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника	г/с				т/год	
												13	14							15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Скважина № 1694н	арматуры																	Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1694н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7376					25,1	2323183	502627	2323190	502621	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1214	ремонт арматуры	1	0,08			7378					25,1	2320122	496075	2320146	496090	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1214	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7378					25,1	2320122	496075	2320146	496090	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1599н	ремонт арматуры	1	0,08			7380					25,1	2322447	498187	2322449	498187	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 1599н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7380					25,1	2322447	498187	2322449	498187	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 499н	ремонт арматуры	1	0,08			7382					25,1	2320867	496195	2320887	496216	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 499н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25			7382					25,1	2320867	496195	2320887	496216	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 499Ан	ремонт арматуры	1	0,08			7384					25,1	2319610	492205	2319620	492196	4		Дигидросульфид	0,001225	0,000593
																		Метан	0,009530	0,000005

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Количество	Номер источника на карте-схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м Система координат МСК-63 (2зона)				Наименование газоочистных установок	Вещества, по которым	Наименование вещества	Выброс загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					г/с	т/год
												13	14	15	16					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
																		Смесь углев.С1-С5	0,035097	0,000019
																		Смесь углев.С6-С10	0,002370	0,000001
Скважина № 499Ан	монтаж- демонтаж КИПиА	1	0,25			7384					25,1	2319610	492205	2319620	492196	4		Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																		Метан	0,000888	0,000002
																		Смесь углев.С1-С5	0,003270	0,000006
																		Смесь углев.С6-С10	0,000221	3,9739Е- 07
Итого по неорг.залповым выбросам:																			3,21554	0,15866
Итого по залповым выбросам:																			7,23467	1,03885
ИТОГО:																			7,589006	1,741105

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

4.1.3 Оценка воздействия хозяйственной деятельности на атмосферный воздух при альтернативном «Варианте № 2»

Оценка воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности по альтернативному «Варианту № 2» выполнена только для этапа эксплуатации проектируемых сооружений, поскольку проектные решения по организации строительных работ по рассматриваемым альтернативным вариантам, аналогичны (участок работ, период строительства, количество автотранспортной техники и т.д.).

При эксплуатации проектируемых объектов по альтернативному «Варианту №2» воздействие на атмосферу будет происходить за счет:

1) **Добывающие скважины и приустьевые площадки (61 шт.).** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- залповых выбросов при ремонте арматуры и КИПиА;
- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях фонтанной арматуры;

4) **АГЗУ-43, АГЗУ-13Б, АГЗУ-37, АГЗУ-14А, АГЗУ-18А, АГЗУ-40, АГЗУ-41, АГЗУ-39, АГЗУ-42, АГЗУ-10А, АГЗУ-47, АГЗУ-20А, АГЗУ-50, АГЗУ-49 (14 шт.).** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- залповых выбросов при аварийном срабатывании предохранительного клапана замерного сепаратора установки АГЗУ;
- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры;
- залпового выброса при включении принудительной вентиляции замерно-переключающей установки во время посещения обслуживающего персонала;
- технологических выбросов в результате испарений из вентиляционного устройства дренажной емкости.

3) **Оборудование ДНС-2 (УЗ-3).** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры площадки проектируемого оборудования.

4) **Узлы подключения (стояков) для подсоединения агрегатов типа АДПМ;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

5) **Узлы задвижек (УЗ) по проектируемым сборным нефтепроводам**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

6) **Камера пуска очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

7) **Камера приема очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

6) **Камера пуска очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе УЗ-35-УПН;**

- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

Резам. или №							
Подп. и дата							
Изм. № подл.							
						0261-01-00-ОВОС1	Лист
							265
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7) Камера приема очистных устройств (ОУ) на нефтепроводе УЗ-35-УПН;

➤ неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

8) Узлы задвижек УЗ № № 71 - 78 по трассе нефтепровода АГЗУ-11-УПН

➤ неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорно-регулирующей арматуры.

Ниже приведена таблица соответствия номеров источников загрязнения по данному проекту (на 2021 г.).

Таблица 4.1.18 - Таблица соответствия номеров источников загрязнения атмосферы по альтернативному «Варианту №2»

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
0152	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-10А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0153	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-10А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0154	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-13Б (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0155	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-13Б (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0156	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-14А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0157	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-14А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0158	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-18А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0159	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-18А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0160	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-20А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0161	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-20А (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0162	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-37 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0163	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-37 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0164	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-39 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0165	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-39 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0166	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-40 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0167	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-40 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0168	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-41 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0169	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-41 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0170	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-42 (проектируемая)	Дыхательный патрубок

Резонанс №

Подм. и дата

Изм. № подл.

0261-01-00-ОВОС1

Лист

266

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
0171	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-42 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0172	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-43 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0173	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-43 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0174	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-47 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0175	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-47 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0176	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-49 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0177	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-49 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0178	постоянный организованный	Дренажная емкость на АГЗУ-50 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
0179	постоянный организованный	Свеча на АГЗУ-50 (проектируемая)	Дыхательный патрубок
7263	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 590	Неорганизованный ист.
7264	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 590	Неорганизованный ист.
7265	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 565	Неорганизованный ист.
7266	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 565	Неорганизованный ист.
7267	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1004	Неорганизованный ист.
7268	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1004	Неорганизованный ист.
7269	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1738А	Неорганизованный ист.
7270	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1738А	Неорганизованный ист.
7271	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 512Н	Неорганизованный ист.
7272	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 512Н	Неорганизованный ист.
7273	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1749	Неорганизованный ист.
7274	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1749	Неорганизованный ист.
7275	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 465	Неорганизованный ист.
7276	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 465	Неорганизованный ист.
7277	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1242н	Неорганизованный ист.
7278	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1242н	Неорганизованный ист.
7279	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 420А	Неорганизованный ист.

Рези или №

Подп и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

267

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7280	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 420А	Неорганизованный ист.
7281	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1079	Неорганизованный ист.
7282	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1079	Неорганизованный ист.
7283	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 429А	Неорганизованный ист.
7284	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 429А	Неорганизованный ист.
7285	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1670А	Неорганизованный ист.
7286	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1670А	Неорганизованный ист.
7287	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1748	Неорганизованный ист.
7288	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1748	Неорганизованный ист.
7289	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1750	Неорганизованный ист.
7290	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1750	Неорганизованный ист.
7291	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 584А	Неорганизованный ист.
7292	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 584А	Неорганизованный ист.
7293	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 809А	Неорганизованный ист.
7294	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 809А	Неорганизованный ист.
7295	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 569	Неорганизованный ист.
7296	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 569	Неорганизованный ист.
7297	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1747	Неорганизованный ист.
7298	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1747	Неорганизованный ист.
7299	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1751	Неорганизованный ист.
7300	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1751	Неорганизованный ист.
7301	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1752	Неорганизованный ист.
7302	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1752	Неорганизованный ист.
7303	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 511	Неорганизованный ист.
7304	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 511 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7305	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 562	Неорганизованный ист.

Рези. или №

Подп. и. дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

268

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7306	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 562 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7307	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 510	Неорганизованный ист.
7308	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 510 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7309	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 564	Неорганизованный ист.
7310	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 564 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7311	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 571	Неорганизованный ист.
7312	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 571	Неорганизованный ист.
7313	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1007	Неорганизованный ист.
7314	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1007	Неорганизованный ист.
7315	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1203	Неорганизованный ист.
7316	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1203 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7317	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1014	Неорганизованный ист.
7318	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1014 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7319	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1211	Неорганизованный ист.
7320	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1211	Неорганизованный ист.
7321	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 572Н	Неорганизованный ист.
7322	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 572Н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7323	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 463н	Неорганизованный ист.
7324	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 463н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7325	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1635н	Неорганизованный ист.
7326	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1635н (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7327	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 573	Неорганизованный ист.
7328	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 573	Неорганизованный ист.
7329	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1019	Неорганизованный ист.
7330	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1019	Неорганизованный ист.
7331	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 581	Неорганизованный ист.

Резин. штамп

Подп. и дата

Имя, № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

269

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7332	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 581	Неорганизованный ист.
7333	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 575	Неорганизованный ист.
7334	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 575	Неорганизованный ист.
7335	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 576	Неорганизованный ист.
7336	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 576	Неорганизованный ист.
7337	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1578	Неорганизованный ист.
7338	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1578	Неорганизованный ист.
7339	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1231	Неорганизованный ист.
7340	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1231	Неорганизованный ист.
7341	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1024	Неорганизованный ист.
7342	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1024	Неорганизованный ист.
7343	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 589	Неорганизованный ист.
7344	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 589 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7345	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 437	Неорганизованный ист.
7346	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 437	Неорганизованный ист.
7347	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1502 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7348	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1502	Неорганизованный ист.
7349	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1620	Неорганизованный ист.
7350	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1620 (проектируемая)	Неорганизованный ист.
7351	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1025	Неорганизованный ист.
7352	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1025	Неорганизованный ист.
7353	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1717	Неорганизованный ист.
7354	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1717	Неорганизованный ист.
7355	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1044	Неорганизованный ист.
7356	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1044	Неорганизованный ист.
7357	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1222	Неорганизованный ист.

Рези. или №

Подп. и дата

Или № подл.

0261-01-00-ОВОС I

Лист

270

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7358	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1222	Неорганизованный ист.
7359	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1721Н	Неорганизованный ист.
7360	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1721Н	Неорганизованный ист.
7361	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1586	Неорганизованный ист.
7362	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1586	Неорганизованный ист.
7363	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1647	Неорганизованный ист.
7364	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1647	Неорганизованный ист.
7365	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 554	Неорганизованный ист.
7366	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 554	Неорганизованный ист.
7367	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 459н	Неорганизованный ист.
7368	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 459н	Неорганизованный ист.
7369	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 478	Неорганизованный ист.
7370	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 478	Неорганизованный ист.
7371	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1230	Неорганизованный ист.
7372	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1230	Неорганизованный ист.
7373	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1037	Неорганизованный ист.
7374	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1037	Неорганизованный ист.
7375	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1694н	Неорганизованный ист.
7376	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1694н	Неорганизованный ист.
7377	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1214	Неорганизованный ист.
7378	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1214	Неорганизованный ист.
7379	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 1599н	Неорганизованный ист.
7380	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 1599н	Неорганизованный ист.
7381	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 499н	Неорганизованный ист.
7382	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 499н	Неорганизованный ист.
7383	постоянный неорганизованный	ЗРА, фланцы добывающей скважины № 499Ан	Неорганизованный ист.

Резерв

Подп. и дата

Изм. № подл.

0261-01-00-ОВОС I

Лист

271

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7384	постоянный неорганизованный	Фонтанная арматура добывающей скв. № 499Ан	Неорганизованный ист.
7385	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-10А	Неорганизованный ист.
7386	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-13Б	Неорганизованный ист.
7387	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7388	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-18А	Неорганизованный ист.
7389	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-20А	Неорганизованный ист.
7390	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-37	Неорганизованный ист.
7391	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-39	Неорганизованный ист.
7392	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-40	Неорганизованный ист.
7393	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-41	Неорганизованный ист.
7394	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-42	Неорганизованный ист.
7395	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-43	Неорганизованный ист.
7396	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-47	Неорганизованный ист.
7397	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-49	Неорганизованный ист.
7398	постоянный неорганизованный	Оборудование АГЗУ-50	Неорганизованный ист.
7399	постоянный неорганизованный	Узлы подключения АДПМ	Неорганизованный ист.
7400	постоянный неорганизованный	Оборудование ДНС-2 (УЗ №3)	Неорганизованный ист.
7401	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №5 в районе скв. №1625	Неорганизованный ист.
7402	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №6 в районе АГЗУ-13	Неорганизованный ист.
7403	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №7 в районе скв. №1625	Неорганизованный ист.
7404	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №8 в районе АГЗУ-13	Неорганизованный ист.
7405	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №9 в районе АГЗУ-18А	Неорганизованный ист.
7406	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №10 в районе АГЗУ-41	Неорганизованный ист.
7407	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №13 в районе существующего стеклопластикового трубопровода в районе УПН	Неорганизованный ист.
7408	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №16 в районе АГЗУ-27А	Неорганизованный ист.

Резин. штамп

Подп. и дата

Имя № подл.

0261-01-00-ОВОС I

Лист

272

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7409	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №18 после водного перехода через реку Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7410	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №19 перед водным переходом через реку Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7411	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №22 в районе АГЗУ-14	Неорганизованный ист.
7412	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №22(а) в районе АГЗУ-14	Неорганизованный ист.
7413	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №23	Неорганизованный ист.
7414	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №24 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7415	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №25	Неорганизованный ист.
7416	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №30 в районе развилки дороги на АГЗУ-30	Неорганизованный ист.
7417	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №32 в районе скв.1650	Неорганизованный ист.
7418	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №45 (А)	Неорганизованный ист.
7419	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №46 (А)	Неорганизованный ист.
7420	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №47(А)	Неорганизованный ист.
7421	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №47	Неорганизованный ист.
7422	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №48(Б)	Неорганизованный ист.
7423	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №52	Неорганизованный ист.
7424	постоянный неорганизованный	Узлы задвижек №53	Неорганизованный ист.
7425	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №71 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе скв.1650	Неорганизованный ист.
7426	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №72 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-12А	Неорганизованный ист.
7427	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №73 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-14А	Неорганизованный ист.
7428	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №74 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-14,47	Неорганизованный ист.
7429	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №75 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе перед переходом через р. Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7430	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №76 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе после перехода через р. Мокрый Якшигул	Неорганизованный ист.
7431	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №77 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе после перехода через ручей б/н	Неорганизованный ист.
7432	постоянный неорганизованный	Узел задвижек №78 по трассе АГЗУ-11-УПН в районе АГЗУ-27А	Неорганизованный ист.

Резонанс №

Подм и дата

Имя № подл

0261-01-00-ОВОС1

Лист

273

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
7433	постоянный неорганизованный	Камера пуска ОУ на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН	Неорганизованный ист.
7434	постоянный неорганизованный	Камера приема ОУ на нефтепроводе АГЗУ-11-УПН	Неорганизованный ист.
7435	постоянный неорганизованный	Камера пуска ОУ на нефтепроводе УЗ-35-УПН	Неорганизованный ист.
7436	постоянный неорганизованный	Камера приема ОУ на нефтепроводе УЗ-35-УПН	Неорганизованный ист.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период эксплуатации от существующих и проектируемых объектов представлен в таблице 4.1.19.

Таблица 4.1.19 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от объектов обустройства IX очереди Байтуганского нефтяного месторождения (альтернативный «Вариант №2»)

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКм.р. (ОБУВ), мг/м3	Выброс вещества	
					г/с	т/год
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
постоянные источники						
1	Дигидросульфид	0333	2	0,008	0,000532	0,013635
2	Смесь пред-х углеводородов C1-C5	0415	4	200,0	0,136358	0,506032
3	Смесь пред-х углеводородов C6-C10	0416	3	50,0	0,045530	0,032516
4	Бензол	0602	2	0,3	0,000584	0,000080
5	Диметилбензол	0616	3	0,2	0,000183	0,000025
6	Метилбензол	0621	3	0,6	0,000367	0,000051
Итого по постоянным источникам					0,183554	0,552340
залповые выбросы						
1	Дигидросульфид	0333	2	0,008	0,1327105	0,1678077
2	Метан	0410		50,0	1,0326165	0,0873854
3	Смесь пред-х углеводородов C1-C5	0415	4	200,0	3,8030135	0,3218309
4	Смесь пред-х углеводородов C6-C10	0416	3	50,0	0,2567655	0,0217288
Итого по залповым выбросам:					5,225106	0,598753
ИТОГО:					5,40866	1,151093
Всего веществ :					7	
Групп суммации					0	

Параметры выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации объектов IX очереди Байтуганского месторождения представлены в таблице 4.1.14.

Результат №	
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							274

Таблица 4.1.20 – Параметры выбросов загрязняющих веществ от проектируемых источников загрязнения атмосферы при альтернативном «Варианте №2»

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Постоянно действующие источники																			
Организованные источники																			
Нефтепромысел	АГЗУ-10А емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0152	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 322 652	496 767	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-13Б емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0154	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 321 884	496 686	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-14А емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0156	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 320 738	493 845	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-18А емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0158	2,5	0,1	0,001	8,3E-06	25,1	2 321 757	495 766	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-20А емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0160	2,5	0,1	0,001	8,3E-06	25,1	2 322 536	498 665	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-37 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0162	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 318 733	492 735	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-39 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0164	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 320 888	494 624	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-40 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0166	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 319 963	491 734				Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-41 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0168	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 321 539	494 469	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-42 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0170	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 322 465	495 770	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-43 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0172	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 318 540	494 131	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
ефтепромысел	АГЗУ-47 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0174	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 318 540	494 131	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-49 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0176	2,5	0,1	0,001	8,3Е-06	25,1	2 322 425	496 556	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003192	0,000440

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Нефтепромысел	АГЗУ-50 емкость дренажная V=5м³	1	8760	свеча	1	0178	2,5	0,1	0,001	8,3E-06	25,1	2 321 297	495 446	-	-		Дигидросульфид	0,000007	0,000001
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,008631	0,001190
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003192	0,000440
																	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000042	0,000006
																	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000013	0,000002
																	Метилбензол (Фенилметан)	0,000026	0,000004
Итого по организованным источникам:																		0,16677	0,02299
Неорганизованные источники																			
Нефтепромысел	скв.№590	30	8760	площадка	1	7263	2	-	-	-	25,1	2 319 965	491 659	2 319 979	491 649	4	Дигидросульфид	0,000001	0,000040
				оборудования													Метан	0,000010	0,000308
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000036	0,001135
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000002	0,000077
Нефтепромысел	скв.№565	30	8760	площадка	1	7265	2	-	-	-	25,1	2 319 977	491 691	2 319 982	491 675	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1004	30	8760	площадка	1	7267	2	-	-	-	25,1	2 319 977	491 717	2 319 989	491 705	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1738А	30	8760	площадка	1	7269	2	-	-	-	25,1	2 323 344	502 248	2 323 355	502 237	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №512Н	30	8760	площадка	1	7271	2	-	-	-	25,1	2 323 343	502 272	2 323 352	502 266	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1749	30	8760	площадка	1	7273	2	-	-	-	25,1	2 322 623	496 715	2 322 630	496 707	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов	0,000005	0,000151

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	предельных C6H14-C10H22		
Нефтепромысел	скв. №465	30	8760	площадка	1	7275	2	-	-	-	25,1	2 322 635	496 686	2 322 622	496 694	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1242н	30	8760	площадка	1	7277	2	-	-	-	25,1	2 322 627	496 725	2 322 616	496 737	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №420А	30	8760	площадка	1	7279	2	-	-	-	25,1	2 320 543	493 249	2 320 563	493 261	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1079	30	8760	площадка	1	7281	2	-	-	-	25,1	2 320 546	493 299	2 320 566	493 287	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №429А	30	8760	площадка	1	7283	2	-	-	-	25,1	2 320 703	493 906	2 320 715	493 889	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв .№1670А	30	8760	площадка	1	7285	2	-	-	-	25,1	2 320 703	493 883	2 320 715	493 871	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№1748	30	8760	площадка	1	7287	2	-	-	-	25,1	2 320 706	493 862	2 320 718	493 848	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№1750	30	8760	площадка	1	7289	2	-	-	-	25,1	2 320 926	494 583	2 320 934	494 604	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №584А	30	8760	площадка	1	7291	2	-	-	-	25,1	2 320 917	494 557	2 320 937	494 575	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефтепромысел	скв. №809А	30	8760	площадка	1	7293	2	-	-	-	25,1	2 320 911	495 013	2 320 934	495 027	4	Дигидросульфид	0,000001	0,000040
				оборудования													Метан	0,000010	0,000308
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000036	0,001135
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000002	0,000077
Нефтепромысел	скв.№569	30	8760	площадка	1	7295	2	-	-	-	25,1	2 321 676	503 749	2 321 682	503 741	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1747	30	8760	площадка	1	7297	2	-	-	-	25,1	2 322 372	496 558	2 322 387	496 551	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1751	30	8760	площадка	1	7299	2	-	-	-	25,1	2 319 238	492 487	2 319 261	492 470	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1752	30	8760	площадка	1	7301	2	-	-	-	25,1	2 318 689	492 735	2 318 703	492 721	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№511	30	8760	площадка	1	7303	2	-	-	-	25,1	2 321 679	495 722	2 321 687	495 728	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№562	30	8760	площадка	1	7305	2	-	-	-	25,1	2 321 702	495 728	2 321 714	495 734	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№510	30	8760	площадка	1	7307	2	-	-	-	25,1	2 322 067	495 877	2 322 079	495 862	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№564	30	8760	площадка	1	7309	2	-	-	-	25,1	2 322 087	495 900	2 322 102	495 883	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №571	30	8760	площадка	1	7311	2	-	-	-	25,1	2 322 478	495 793	2 322 487	495 798	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1007	30	8760	площадка	1	7313	2	-	-	-	25,1	2 322 479	495 817	2 322 488	495 812	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1203	30	8760	площадка	1	7315	2	-	-	-	25,1	2 322 480	495 839	2 322 486	495 833	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1014	30	8760	площадка	1	7317	2	-	-	-	25,1	2 322 433	496 135	2 322 449	496 121	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1211	30	8760	площадка	1	7319	2	-	-	-	25,1	2 322 516	503 981	2 322 519	503 970	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №572Н	30	8760	площадка	1	7321	2	-	-	-	25,1	2 318 922	494 610	2 318 937	494 621	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№463н	30	8760	площадка	1	7323	2	-	-	-	25,1	2 318 911	494 639	2 318 922	494 659	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1635н	30	8760	площадка	1	7325	2	-	-	-	25,1	2 318 540	494 213	2 318 554	494 198	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№573	30	8760	площадка	1	7327	2	-	-	-	25,1	2 318 534	494 192	2 318 549	494 175	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1019	30	8760	площадка	1	7329	2	-	-	-	25,1	2 321 924	496 671	2 321 936	496 659	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефтепромысел	скв.№581	30	8760	площадка	1	7231	2	-	-	-	25,1	2 321 968	496 661	2 321 956	496 669	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№575	30	8760	площадка	1	7233	2	-	-	-	25,1	2 321 749	502 604	2 321 746	502 595	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№576	30	8760	площадка	1	7335	2	-	-	-	25,1	2 321 316	495 361	2 321 334	495 372	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1578	30	8760	площадка	1	7337	2	-	-	-	25,1	2 321 321	495 387	2 321 343	495 398	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1231	30	8760	площадка	1	7339	2	-	-	-	25,1	2 321 327	495 420	2 321 349	495 420	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1024	30	8760	площадка	1	7341	2	-	-	-	25,1	2 320 525	500 473	2 320 536	500 464	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№589	30	8760	площадка	1	7343	2	-	-	-	25,1	2 320 111	492 151	2 320 125	492 137	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№437	30	8760	площадка	1	7345	2	-	-	-	25,1	2 322 276	499 004	2 322 261	499 010	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1502	30	8760	площадка	1	7347	2	-	-	-	25,1	2 322 260	498 989	2 322 274	498 977	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1620	30	8760	площадка	1	7349	2	-	-	-	25,1	2 321 895	496 667	2 321 903	496 658	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1025	30	8760	площадка	1	7351	2	-	-	-	25,1	2 321 485	494 397	2 321 497	494 408	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1717	30	8760	площадка	1	7353	2	-	-	-	25,1	2 321 490	494 425	2 321 476	494 422	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1044	30	8760	площадка	1	7355	2	-	-	-	25,1	2 321 480	494 457	2 321 499	494 467	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1222	30	8760	площадка	1	7357	2	-	-	-	25,1	2 321 494	494 434	2 321 506	494 453	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефтепромысел	скв. №1721Н	30	8760	площадка	1	7359	2	-	-	-	25,1	2 320 940	495 737	2 320 952	495 763	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№ 1586	30	8760	площадка	1	7361	2	-	-	-	25,1	2 321 593	504 416	2 321 601	504 410	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1647	30	8760	площадка	1	7363	2	-	-	-	25,1	2 320 178	493 781	2 320 195	493 792	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №554	30	8760	площадка	1	7365	2	-	-	-	25,1	2 320 107	493 280	2 320 123	493 293	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №459н	30	8760	площадка	1	7367	2	-	-	-	25,1	2 320 904	503 410	2 320 913	503 400	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв.№478	30	8760	площадка	1	7369	2	-	-	-	25,1	2 321 311	495 783	2 321 328	495 801	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1230	30	8760	площадка	1	7371	2	-	-	-	25,1	2 320 917	495 401	2 320 931	495 418	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1037	30	8760	площадка	1	7373	2	-	-	-	25,1	2 321 314	496 658	2 321 324	496 646	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1694н	30	8760	площадка	1	7375	2	-	-	-	25,1	2 323 183	502 627	2 323 190	502 621	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1214	30	8760	площадка	1	7377	2	-	-	-	25,1	2 320 122	496 075	2 320 146	496 090	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №1599н	30	8760	площадка	1	7379	2	-	-	-	25,1	2 322 447	498 187	2 322 449	498 187	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №499н	30	8760	площадка	1	7381	2	-	-	-	25,1	2 320 867	496 195	2 320 887	496 216	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	скв. №499Ан	30	8760	площадка	1	7383	2	-	-	-	25,1	2 319 610	492 205	2 319 620	492 196	4	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
				оборудования													Метан	0,000019	0,000606
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000071	0,002232
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000005	0,000151
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-10А			площадка	1	7385	2				25,1	2 318 368	493 188	2 318 379	493 176	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
																	Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел					площадка	1	7386	2			25,1	2 320 893	494 650	2 320 955	494 648	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	оборудование АГЗУ-13Б			оборудования													Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-14А			площадка	1	7387	2				25,1	2 319 939	491 722	2 319 935	491 677	10	Дигидросульфид	0,000008	0,000263
				оборудования													Метан	0,000065	0,002045
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000239	0,007533
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000016	0,000509
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-18А			площадка	1	7388	2				25,1	2 321 511	494 495	2 321 550	494 490	10	Дигидросульфид	0,000008	0,000263
				оборудования													Метан	0,000065	0,002045
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000239	0,007533
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000016	0,000509
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-20А			площадка	1	7389	2				25,1	2 322 434	495 774	2 322 445	495 789	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
				оборудования													Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-37			площадка	1	7390	2				25,1	2 318 519	494 151	2 318 575	494 154	10	Дигидросульфид	0,000001	0,000040
				оборудования													Метан	0,000010	0,000308
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000036	0,001135

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000002	0,000077
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-39			площадка	1	7391	2				25,1	2 320 101	493 341	2 320 155	493 326	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
				оборудования													Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000036	0,001135
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-40			площадка	1	7392	2				25,1	2 322 398	496 585	2 322 418	496 580	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
				оборудования													Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-41			площадка	1	7393	2				25,1	2 322 614	496 753	2 322 637	496 769	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
				оборудования													Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-42			площадка	1	7394	2				25,1	2 321 892	496 688	2 321 918	496 703	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
				оборудования													Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-43			площадка	1	7395	2				25,1	2 320 709	493 821	2 320 759	493 821	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
				оборудования													Метан	0,000070	0,002197

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-47			площадка	1	7396	2				25,1	2 321 699	495 789	2 321 743	495 786	10	Дигидросульфид	0,000005	0,000147
				оборудования													Метан	0,000036	0,001143
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000133	0,004210
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000009	0,000284
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-49			площадка	1	7397	2				25,1	2 322 530	498 648	2 322 536	498 604	10	Дигидросульфид	0,000005	0,000147
				оборудования													Метан	0,000036	0,001143
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000133	0,004210
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000009	0,000284
Нефтепромысел	оборудование АГЗУ-50			площадка	1	7398	2				25,1	2 318 683	492 703	2 318 730	492 703	10	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
				оборудования													Метан	0,000070	0,002197
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000257	0,008092
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000017	0,000546
Нефтепромысел	проект.		8760	площадка	1	7399	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000071	0,002242
	узлы			оборудования													Метан	0,000553	0,017446
	подключ.																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,002037	0,064250
	АДПМ																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000138	0,004338

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефтепромысел	УЗ №3		8760	площадка	1	7400	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000006	0,000174
	на ДНС-2			оборудования													Метан	0,000043	0,001354
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000158	0,004985
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000011	0,000337
Нефтепромысел	УЗ №5		8760	площадка	1	7401	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000008	0,000251
	в районе			оборудования													Метан	0,000062	0,001955
	скв.1625																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000228	0,007200
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000015	0,000486
Нефтепромысел	УЗ №6		8760	площадка	1	7402	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000008	0,000251
	в районе			оборудования													Метан	0,000062	0,001955
	АГЗУ-13																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000228	0,007200
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000015	0,000486
Нефтепромысел	УЗ №7		8760	площадка	1	7403	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования													Метан	0,000014	0,000451
	скв.1625																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000053	0,001662
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №8		8760	площадка	1	7404	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования													Метан	0,000014	0,000451
	АГЗУ-13																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000053	0,001662

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №9		8760	площадка	1	7405	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования													Метан	0,000014	0,000451
	АГЗУ-18А																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000053	0,001662
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №10		8760	площадка	1	7406	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-18А																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000141	0,004431
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №13		8760	площадка	1	7407	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000077
	в районе			оборудования													Метан	0,000019	0,000602
	сущ. УПН																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000070	0,002216
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000150
Нефтепромысел	УЗ №16		8760	площадка	1	7408	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-27А																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000141	0,004431
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №18		8760	площадка	1	7409	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	в районе			оборудования													Метан	0,000005	0,000150

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	после водного																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000018	0,000554
	перех.М. Якшигул																Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №19		8760	площадка	1	7410	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	перед водным																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000141	0,004431
	перех.М. Якшигул																Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №22		8760	площадка	1	7411	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	в районе			оборудования													Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-14																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000018	0,000554
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №22(а)		8760	площадка	1	7412	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	в районе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-14																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000141	0,004431
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №23		8760	площадка	1	7413	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования													Метан	0,000005	0,000150
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000018	0,000554
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000001	0,000037

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефтепромысел	УЗ №24		8760	площадка	1	7414	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования													Метан	0,000014	0,000451
	АГЗУ-14А																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000053	0,001662
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №25		8760	площадка	1	7415	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000004	0,000116
				оборудования													Метан	0,000029	0,000902
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000105	0,003323
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000007	0,000224
Нефтепромысел	УЗ №30		8760	площадка	1	7416	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	в районе			оборудования													Метан	0,000014	0,000451
	развилки дороги																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000053	0,001662
	на АГЗУ-30																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №32		8760	площадка	1	7417	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	в районе			оборудования													Метан	0,000005	0,000150
	скв.1650																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000018	0,000554
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №45(А)		8760	площадка	1	7418	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования													Метан	0,000005	0,000150
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000018	0,000554

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №46(А)		8760	площадка	1	7419	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
				оборудования													Метан	0,000038	0,001203
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000141	0,004431
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №47(А)		8760	площадка	1	7420	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования													Метан	0,000005	0,000150
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000018	0,000554
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №47		8760	площадка	1	7421	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
				оборудования													Метан	0,000005	0,000150
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000018	0,000554
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №48(БА)		8760	площадка	1	7422	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000077
				оборудования													Метан	0,000019	0,000602
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000070	0,002216
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000005	0,000150
Нефтепромысел	УЗ №52		8760	площадка	1	7423	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
				оборудования													Метан	0,000014	0,000451

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000053	0,001662
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №53		8760	площадка	1	7424	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
				оборудования													Метан	0,000014	0,000451
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000053	0,001662
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №71		8760	площадка	1	7425	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	по трассе			оборудования													Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000018	0,000554
	в районе скв.1650																Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №72		8760	площадка	1	7426	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000141	0,004431
	в районе АГЗУ-12А																Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №73		8760	площадка	1	7427	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,000141	0,004431
	в районе АГЗУ-14А																Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №74		8760	площадка	1	7428	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	по трассе			оборудования													Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000018	0,000554
	в районе АГЗУ-14,47																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №75		8760	площадка	1	7429	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	по трассе			оборудования													Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000018	0,000554
	в р-не перехода М.Якшигул																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №76		8760	площадка	1	7430	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	по трассе			оборудования													Метан	0,000005	0,000150
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000018	0,000554
	в р-не перехода М.Якшигул																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000001	0,000037
Нефтепромысел	УЗ №77		8760	площадка	1	7431	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000141	0,004431
	в р-не перехода руч.б/н																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №78		8760	площадка	1	7432	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	по трассе			оборудования													Метан	0,000038	0,001203
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000141	0,004431
	в районе АГЗУ-27А																Смесь углеводородов	0,000009	0,000299

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№	

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	предельных С6Н14-С10Н22		
Нефтепромысел	Камера пуска ОУ		8760	площадка оборудования	1	7433	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000004	0,000116
	по трассе																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000105	0,003323
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000007	0,000224
Нефтепромысел	Камера приема ОУ		8760	площадка оборудования	1	7434	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	по трассе																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000053	0,001662
	АГЗУ-11-УПН																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000004	0,000112
Нефтепромысел	Камера пуска ОУ		8760	площадка оборудования	1	7435	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000004	0,000116
	по трассе																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000105	0,003323
	УЗ-35-УПН																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000007	0,000224
Нефтепромысел	Камера приема ОУ		8760	площадка оборудования	1	7436	2	-	-	-	25,1	-	-	-	-		Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	по трассе																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,000053	0,001662
	УЗ-35-УПН																Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000004	0,000112
Итого по неорганизованным выбросам:																		0,01679	0,52935
Итого по постояннодействующим выбросам:																		0,18355	0,55234

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Залповые и аварийные выбросы																			
Организованные источники																			
АГЗУ-10А	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0153	5,5	0,1		0,165	25,1	2 322 608	496 754				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787
АГЗУ-10А	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0153	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 322 608	496 754				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054
АГЗУ-13Б	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0155	5,5	0,1		0,165	25,1	2 321 921	496 703				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787
АГЗУ-13Б	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0155	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 321 921	496 703				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																		Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054
АГЗУ-14А	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0157	5,5	0,1		0,165	25,1	2 320 710	493 827				Дигидросульфид	0,002811	0,000005
	срабатывание																Метан	0,021870	0,000039

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,080546	0,000145
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,005438	0,000010
АГЗУ-14А	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0157	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 320 710	493 827				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-18А	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0159	5,5	0,1		0,165	25,1	2 321 702	495 795				Дигидросульфид	0,002811	0,000005
	срабатывание																Метан	0,021870	0,000039
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,080546	0,000145
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,005438	0,000010
АГЗУ-18А	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0159	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 321 702	495 795				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-20А	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0161	5,5	0,1		0,165	25,1	2 322 540	498 608				Дигидросульфид	0,001606	0,000003
	срабатывание																Метан	0,012497	0,000022
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,046026	0,000083
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003108	0,000006

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
АГЗУ-20А	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0161	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 322 540	498 608				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-37	аварийное	1	0,0016	Труба	1	0163	5,5	0,1		0,165	25,1	2 318 730	492 700				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787	0,000007
АГЗУ-37	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0163	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 318 730	492 700				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-39	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0165	5,5	0,1		0,165	25,1	2 320 952	494 639				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787	0,000007
АГЗУ-39	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0165	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 320 952	494 639				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС1

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,007054	0,001545
АГЗУ-40	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0167	5,5	0,1		0,165	25,1	2 319 942	491 675				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003787	0,000007
АГЗУ-40	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0167	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 319 942	491 675				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,007054	0,001545
АГЗУ-41	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0169	5,5	0,1		0,165	25,1	2 321 511	494 506				Дигидросульфид	0,001606	0,000003
	срабатывание																Метан	0,012497	0,000022
	ПСК																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,046026	0,000083
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,003108	0,000006
АГЗУ-41	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0169	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 321 511	494 506				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,007054	0,001545
АГЗУ-42	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0171	5,5	0,1		0,165	25,1	2 322 435	495 798				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787	0,000007
АГЗУ-42	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0171	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 322 435	495 798				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-43	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0173	5,5	0,1		0,165	25,1	2 318 575	494 160				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787	0,000007
АГЗУ-43	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0173	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 318 575	494 160				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-47	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0175	5,5	0,1		0,165	25,1	2 320 149	493 321				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787	0,000007
АГЗУ-47	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0175	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 320 149	493 321				Дигидросульфид	0,003646	0,000798

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-49	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0177	5,5	0,1		0,165	25,1	2 322 385	496 580				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787	0,000007
АГЗУ-49	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0177	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 322 385	496 580				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545
АГЗУ-50	аварийное	1	0,0017	Труба	1	0179	5,5	0,1		0,165	25,1	2 321 297	495 446				Дигидросульфид	0,001957	0,000004
	срабатывание																Метан	0,015231	0,000027
	ПСК																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,056095	0,000101
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,003787	0,000007
АГЗУ-50	вентиляция	1	0,91	вентвыброс	1	0179	5,5	0,05		0,41667	25,1	2 321 297	495 446				Дигидросульфид	0,003646	0,000798
	помещения																Метан	0,028367	0,006212
	АГЗУ																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,104474	0,022880
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,007054	0,001545

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Полная разгерметизация напорного нефтепрофода от УЗ№35 до УПН (сценарий "Б")	аварийное горение	1	6	аварийное	1	0180	52,77	1,52		9906,454	1100	2 321 087	490 975				Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	1081,91939	3,19439
				горение													Азот (II) оксид (Азот монооксид)	175,81190	0,51909
																	Гидроцианид (Синильная кислота)	195,99989	0,57869
																	Углерод (Пигмент черный)	33319,98110	98,37780
																	Сера диоксид	5448,79691	16,08766
																	Дигидросульфид (водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	195,99989	0,57869
																	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	16463,99066	48,61021
																	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	195,99989	0,57869
																	Органические к-ты (в пересчете на этановую к-ту)	2939,99833	8,68039
Итого по орг.залповым выбросам:																	2,00956	0,44009	
Неорганизованные источники																			
Скважина № 590	ремонт	1	0,08		0,3	7264					25,1	2 319 965	491 659	2 319 979	491 649	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 590		1	0,25		1	7264					25,1	2 319 965	491 659	2 319 979	491 649	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	монтаж-демонтаж КИПиА																Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 565	ремонт	1	0,08		0,3	7266					25,1	2 319 977	491 691	2 319 982	491 675	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 565	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7266					25,1	2 319 977	491 691	2 319 982	491 675	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1004	ремонт	1	0,08		0,3	7268					25,1	2 319 977	491 717	2 319 989	491 705	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1004		1	0,25		1	7268					25,1	2 319 977	491 717	2 319 989	491 705	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	монтаж-демонтаж КИПиА																Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1738А	ремонт	1	0,08		0,3	7270					25,1	2 323 344	502 248	2 323 355	502 237	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1738А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7270					25,1	2 323 344	502 248	2 323 355	502 237	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 512Н	ремонт	1	0,08		0,3	7272					25,1	2 323 343	502 272	2 323 352	502 266	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Скважина № 512Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7272					25,1	2 323 343	502 272	2 323 352	502 266	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1749	ремонт	1	0,08		0,3	7274					25,1	2 322 623	496 715	2 322 630	496 707	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1749	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7274					25,1	2 322 623	496 715	2 322 630	496 707	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 465	ремонт	1	0,08		0,3	7276					25,1	2 322 635	496 686	2 322 622	496 694	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 465	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7276					25,1	2 322 635	496 686	2 322 622	496 694	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1242н	ремонт	1	0,08		0,3	7278					25,1	2 322 627	496 725	2 322 616	496 737	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1242н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7278					25,1	2 322 627	496 725	2 322 616	496 737	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 420А	ремонт	1	0,08		0,3	7280					25,1	2 320 543	493 249	2 320 563	493 261	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 420А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7280					25,1	2 320 543	493 249	2 320 563	493 261	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов	0,000221	3,9739Е-07

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	предельных C6H14-C10H22		
Скважина № 1079	ремонт	1	0,08		0,3	7282					25,1	2 320 546	493 299	2 320 566	493 287	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1079	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7282					25,1	2 320 546	493 299	2 320 566	493 287	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 429А	ремонт	1	0,08		0,3	7284					25,1	2 320 703	493 906	2 320 715	493 889	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 429А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7284					25,1	2 320 703	493 906	2 320 715	493 889	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1670А	ремонт	1	0,08		0,3	7286					25,1	2 320 703	493 883	2 320 715	493 871	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1670А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7286					25,1	2 320 703	493 883	2 320 715	493 871	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1748	ремонт	1	0,08		0,3	7288					25,1	2 320 706	493 862	2 320 718	493 848	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1748	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7288					25,1	2 320 706	493 862	2 320 718	493 848	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1750	ремонт	1	0,08		0,3	7290					25,1	2 320 926	494 583	2 320 934	494 604	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1750	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7290					25,1	2 320 926	494 583	2 320 934	494 604	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 584А	ремонт	1	0,08		0,3	7292					25,1	2 320 917	494 557	2 320 937	494 575	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 584А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7292					25,1	2 320 917	494 557	2 320 937	494 575	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 809А	ремонт	1	0,08		0,3	7294					25,1	2 320 911	495 013	2 320 934	495 027	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 809А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7294					25,1	2 320 911	495 013	2 320 934	495 027	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 569	ремонт	1	0,08		0,3	7296					25,1	2 321 676	503 749	2 321 682	503 741	2	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 569	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7296					25,1	2 321 676	503 749	2 321 682	503 741	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1747	ремонт	1	0,08		0,3	7298					25,1	2 322 372	496 558	2 322 387	496 551	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1747	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7298					25,1	2 322 372	496 558	2 322 387	496 551	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Скважина № 1751	ремонт	1	0,08		0,3	7300					25,1	2 319 238	492 487	2 319 261	492 470	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1751	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7300					25,1	2 319 238	492 487	2 319 261	492 470	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1752	ремонт	1	0,08		0,3	7302					25,1	2 318 689	492 735	2 318 703	492 721	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1752	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7302					25,1	2 318 689	492 735	2 318 703	492 721	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 511	ремонт	1	0,08		0,3	7304					25,1	2 321 679	495 722	2 321 687	495 728	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 511	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7304					25,1	2 321 679	495 722	2 321 687	495 728	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 562	ремонт	1	0,08		0,3	7306					25,1	2 321 702	495 728	2 321 714	495 734	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 562	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7306					25,1	2 321 702	495 728	2 321 714	495 734	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 510	ремонт	1	0,08		0,3	7308					25,1	2 322 067	495 877	2 322 079	495 862	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 510	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7308					25,1	2 322 067	495 877	2 322 079	495 862	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 564	ремонт	1	0,08		0,3	7310					25,1	2 322 087	495 900	2 322 102	495 883	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 564	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7310					25,1	2 322 087	495 900	2 322 102	495 883	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 571	ремонт	1	0,08		0,3	7312					25,1	2 322 478	495 793	2 322 487	495 798	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 571	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7312					25,1	2 322 478	495 793	2 322 487	495 798	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1007	ремонт	1	0,08		0,3	7314					25,1	2 322 479	495 817	2 322 488	495 812	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1007	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7314					25,1	2 322 479	495 817	2 322 488	495 812	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1203	ремонт	1	0,08		0,3	7316					25,1	2 322 480	495 839	2 322 486	495 833	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1203	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7316					25,1	2 322 480	495 839	2 322 486	495 833	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1014	ремонт	1	0,08		0,3	7318					25,1	2 322 433	496 135	2 322 449	496 121	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1014	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7318					25,1	2 322 433	496 135	2 322 449	496 121	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1211	ремонт	1	0,08		0,3	7320					25,1	2 322 516	503 981	2 322 519	503 970	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1211	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7320					25,1	2 322 516	503 981	2 322 519	503 970	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 572Н	ремонт	1	0,08		0,3	7322					25,1	2 318 922	494 610	2 318 937	494 621	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 572Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7322					25,1	2 318 922	494 610	2 318 937	494 621	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 463Н	ремонт	1	0,08		0,3	7324					25,1	2 318 911	494 639	2 318 922	494 659	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 463Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7324					25,1	2 318 911	494 639	2 318 922	494 659	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1635н	ремонт	1	0,08		0,3	7326					25,1	2 318 540	494 213	2 318 554	494 198	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1635н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7326					25,1	2 318 540	494 213	2 318 554	494 198	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 573	ремонт	1	0,08		0,3	7328					25,1	2 318 534	494 192	2 318 549	494 175	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 573	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7328					25,1	2 318 534	494 192	2 318 549	494 175	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1019	ремонт	1	0,08		0,3	7330					25,1	2 321 924	496 671	2 321 936	496 659	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1019	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7330					25,1	2 321 924	496 671	2 321 936	496 659	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Скважина № 581	ремонт	1	0,08		0,3	7332					25,1	2 321 968	496 661	2 321 956	496 669	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 581	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7332					25,1	2 321 968	496 661	2 321 956	496 669	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 575	ремонт	1	0,08		0,3	7334					25,1	2 321 749	502 604	2 321 746	502 595	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 575	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7334					25,1	2 321 749	502 604	2 321 746	502 595	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 576	ремонт	1	0,08		0,3	7336					25,1	2 321 316	495 361	2 321 334	495 372	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№	

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 576	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7336					25,1	2 321 316	495 361	2 321 334	495 372	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1578	ремонт	1	0,08		0,3	7338					25,1	2 321 321	495 387	2 321 343	495 398	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1578	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7338					25,1	2 321 321	495 387	2 321 343	495 398	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1231	ремонт	1	0,08		0,3	7340					25,1	2 321 327	495 420	2 321 349	495 420	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1231	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7340					25,1	2 321 327	495 420	2 321 349	495 420	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002

Инв. № подл.	Взам. инв.№
Подп. и дата	

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1024	ремонт	1	0,08		0,3	7342					25,1	2 320 525	500 473	2 320 536	500 464	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1024	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7342					25,1	2 320 525	500 473	2 320 536	500 464	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 589	ремонт	1	0,08		0,3	7344					25,1	2 320 111	492 151	2 320 125	492 137	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 589	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7344					25,1	2 320 111	492 151	2 320 125	492 137	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 437	ремонт	1	0,08		0,3	7346					25,1	2 322 276	499 004	2 322 261	499 010	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 437	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7346					25,1	2 322 276	499 004	2 322 261	499 010	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1502	ремонт	1	0,08		0,3	7348					25,1	2 322 260	498 989	2 322 274	498 977	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1502	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7348					25,1	2 322 260	498 989	2 322 274	498 977	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1620	ремонт	1	0,08		0,3	7350					25,1	2 321 895	496 667	2 321 903	496 658	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1620	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7350					25,1	2 321 895	496 667	2 321 903	496 658	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1025	ремонт	1	0,08		0,3	7352					25,1	2 321 485	494 397	2 321 497	494 408	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1025	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7352					25,1	2 321 485	494 397	2 321 497	494 408	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1717	ремонт	1	0,08		0,3	7354					25,1	2 321 490	494 425	2 321 476	494 422	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1717	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7354					25,1	2 321 490	494 425	2 321 476	494 422	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1044	ремонт	1	0,08		0,3	7356					25,1	2 321 480	494 457	2 321 499	494 467	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1044	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7356					25,1	2 321 480	494 457	2 321 499	494 467	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1222	ремонт	1	0,08		0,3	7358					25,1	2 321 494	494 434	2 321 506	494 453	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1222	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7358					25,1	2 321 494	494 434	2 321 506	494 453	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1721Н	ремонт	1	0,08		0,3	7260					25,1	2 320 940	495 737	2 320 952	495 763	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1721Н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7260					25,1	2 320 940	495 737	2 320 952	495 763	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1586	ремонт	1	0,08		0,3	7362					25,1	2 321 593	504 416	2 321 601	504 410	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 1586	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7362					25,1	2 321 593	504 416	2 321 601	504 410	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1647	ремонт	1	0,08		0,3	7364					25,1	2 320 178	493 781	2 320 195	493 792	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1647	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7364					25,1	2 320 178	493 781	2 320 195	493 792	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 554	ремонт	1	0,08		0,3	7366					25,1	2 320 107	493 280	2 320 123	493 293	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 554	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7366					25,1	2 320 107	493 280	2 320 123	493 293	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 459н	ремонт	1	0,08		0,3	7368					25,1	2 320 904	503 410	2 320 913	503 400	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера- тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 459н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7368					25,1	2 320 904	503 410	2 320 913	503 400	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 478	ремонт	1	0,08		0,3	7370					25,1	2 321 311	495 783	2 321 328	495 801	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001
Скважина № 478	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7370					25,1	2 321 311	495 783	2 321 328	495 801	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1230	ремонт	1	0,08		0,3	7372					25,1	2 320 917	495 401	2 320 931	495 418	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных С1Н4-С5Н12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных С6Н14-С10Н22	0,002370	0,000001

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Скважина № 1230	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7372					25,1	2 320 917	495 401	2 320 931	495 418	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1037	ремонт	1	0,08		0,3	7374					25,1	2 321 314	496 658	2 321 324	496 646	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1037	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7374					25,1	2 321 314	496 658	2 321 324	496 646	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1694н	ремонт	1	0,08		0,3	7376					25,1	2 323 183	502 627	2 323 190	502 621	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1694н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7376					25,1	2 323 183	502 627	2 323 190	502 621	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Темпера-тура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1214	ремонт	1	0,08		0,3	7378					25,1	2 320 122	496 075	2 320 146	496 090	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1214	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7378					25,1	2 320 122	496 075	2 320 146	496 090	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 1599н	ремонт	1	0,08		0,3	7380					25,1	2 322 447	498 187	2 322 449	498 187	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 1599н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7380					25,1	2 322 447	498 187	2 322 449	498 187	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 499н	ремонт	1	0,08		0,3	7382					25,1	2 320 867	496 195	2 320 887	496 216	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Производство, цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование ИЗА	Число ИЗА	Номер ИЗА на карте - схеме	Высота источника м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м				Ширина источника, м	Наименование вещества	Количество выбросов загрязняющих веществ	
	Наименование	Количество, (шт.)							Скорость, м/с	Объем на трубу, м3/с	Температура С	точечный источник 1-конец линейн. источника		второй конец линейного источника				г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 499н	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7382					25,1	2 320 867	496 195	2 320 887	496 216	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Скважина № 499Ан	ремонт	1	0,08		0,3	7384					25,1	2 319 610	492 205	2 319 620	492 196	4	Дигидросульфид	0,001225	0,000593
	арматуры																Метан	0,009530	0,000005
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,035097	0,000019
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,002370	0,000001
Скважина № 499Ан	монтаж-демонтаж КИПиА	1	0,25		1	7384					25,1	2 319 610	492 205	2 319 620	492 196	4	Дигидросульфид	0,000114	0,001975
																	Метан	0,000888	0,000002
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	0,003270	0,000006
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	0,000221	3,9739E-07
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (сценарий "А")	испарение разлива нефти	1	6		1	7385					25,1						Дигидросульфид	155,967533	3,368898718
																	Метан	2948,416550	63,68579747
																	Смесь углеводородов предельных C1H4-C5H12	2346,602432	50,68661252
																	Смесь углеводородов предельных C6H14-C10H22	33,084022	0,714614879

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							339
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Сравнительный анализ антропогенной нагрузки, оказываемой на окружающую среду в результате реализации намечаемой хозяйственной деятельности показал, что при альтернативном «Варианте №1» количество валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух больше на 0,590175 т/год, чем при альтернативном «Варианте №2».

Следовательно, **реализация намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности по обустройству IX очереди Байтуганского месторождения по альтернативному «Варианту №2», является наиболее экологически эффективным, по сравнению с альтернативным «Вариантом №1».**

Поскольку альтернативный «Вариант №2» принят основным для реализации намечаемой хозяйственной деятельности, было принято решение произвести расчет рассеивания загрязняющих веществ по «Варианту №2» для оценки воздействия на атмосферный воздух намечаемой хозяйственной деятельности.

4.1.3.1 Оценка загрязнения воздушного бассейна на основе расчета приземных концентраций загрязняющих веществ на период строительства и эксплуатации объекта при альтернативном «Варианте № 2»

Прогнозная оценка влияния выбросов загрязняющих веществ при строительстве проектируемого объекта на атмосферный воздух выполнена на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ выполнен по программе «УПРЗА Эколог», версия 4.60.8.2, разработанной ООО «Интеграл» и включенной в список НИИ «Атмосфера». Программа сертифицирована Госстандартом России. Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы «УПРЗА Эколог», версия 4.60.8.2 реализует положения Приказа Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 06.06.2017 № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе».

Параметры расчета в программе «УПРЗА – Эколог»

В соответствии с «Методами расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе», утв. Приказом Минприроды № 273 от 06.06.2017 (далее МРР-2017), для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы принимается:

1. расчет рассеивания проводился для сезона «лето», с применением значения средней максимальной температуры наиболее теплого месяца года, в соответствии с п. 5.5 МРР-2017. Промысловые объекты Байтуганского месторождения функционируют круглогодично, без перехода работы на сезонный график. В соответствии с п. 5.5 МРР-2017, значение средней максимальной температуры наиболее теплого месяца принято согласно официальным сведениям гидрометеорологического центра ФГБУ «Приволжское УГМС», представленных письмом № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г. – плюс 25,1⁰С. (см. Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1);

2. коэффициент оседания $F=1$, принят согласно Приложению 2 МРР-2017, поскольку в составе выбросов загрязняющих веществ присутствует сажа, размер частиц которой составляет менее 10 мкм;

3. Коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (А), равен 160 (согласно письму центра ФГБУ «Приволжское УГМС», представленных письмом № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г. – плюс 25,1⁰С. (см. Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1);

4. Высота источников загрязнения атмосферы, учитываемых в расчете рассеивания ЗВ в период строительства принята:

Результат	Подпись и дата	Имя, номер документа	официальным сведениям гидрометеорологического центра ФГБУ «Приволжское УГМС», представленных письмом № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г.– плюс 25,1 ⁰ С. (см. Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1);					
			2. коэффициент оседания F=1, принят согласно Приложению 2 МРР-2017, поскольку в составе выбросов загрязняющих веществ присутствует сажа, размер частиц которой составляет менее 10 мкм;					
			3. Коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (А), равен 160 (согласно письму центра ФГБУ «Приволжское УГМС», представленных письмом № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г.– плюс 25,1 ⁰ С. (см. Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1);					
			4. Высота источников загрязнения атмосферы, учитываемых в расчете рассеивания ЗВ в период строительства принята:					

- для организованных источников №№ 5601, 5602, 5603 (труба дизельной электростанции, труба сварочного агрегата АДД-4002, труба передвижного компрессора, ЗИФ-55) – высота источника принята в соответствии с реальной высотой выхлопной трубы – 2 м;
- для ИЗА №№ 9501 – автотранспорт и строительная техника – высота источника принята согласно подпункту 3 пункта 2.2.2 «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», СПб-2012 – 5м;
- для ИЗА №№ 6502, 9502 – сварочный пост – высота источника принята согласно подпункту 4 пункта 2.2.2 «Методического пособия...», СПб-2012 – 5 м;
- для ИЗА № 9503 – покрасочный пост – высота источника принята согласно п. 4.4 МРР-2017 как для наземного источника выбросов -2 м;
- для ИЗА № 9504 – топливозаправщик при заправке топливом - высота источника принята в соответствии с подпунктом 8 пункта 2.2.2 «Методического пособия...», СПб-2012 - 2 м.
- для ИЗА № 9505 – рытье траншей – в соответствии с подпунктом 12 пункта 2.2.2 «Методического пособия...», СПб-2012 - 2м;
- для ИЗА № 9506 – пересыпка материалов- высота источника принята равной высоте подъема пылегазового облака при разгрузке материалов грузовой техникой, высоте поднятия стрелы экскаватора – 5 м;
- для ИЗА № 9507 – автотранспортная техника при проведении мелиоративных работ – высота источника принята согласно подпункту 3 пункта 2.2.2 «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», СПб-2012 – 5м.

Высота источников загрязнения атмосферы, учитываемых в расчете рассеивания ЗВ в период эксплуатации принята согласно данным разработанных и согласованных проектов санитарно-защитных зон. Принятая высота источников соответствует требованиям п. 4.4 МРР-2017: в зависимости от высоты отверстия, через которое содержащая ЗВ пылегазовоздушная смесь поступает в атмосферный воздух. Для наземных неорганизованных источников, высота принята - 2 м;

Параметры выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения атмосферы для периода строительства приняты согласно таблице 4.1.4, для периода эксплуатации – согласно таблице 4.1.20.

Учет фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ проведен с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе ближайших населенных пунктов:

- с. Новое Усманово Камышлинского района (письма ФГБУ «Приволжское УГМС» №10-02-03/447 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/448 от 04.03.2022 г, Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1);
- с. Берёзовая Поляна Клявлинского района Самарская область (письма ФГБУ Приволжское УГМС» №10-02-03/445 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/446 от 04.03.2022 г., Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

Учет вклада существующих источников загрязнения атмосферы:

Поскольку значения фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов выданы без учета вклада выбросов промышленных объектов Байтуганского месторождения, расчет рассеивания был проведен с учетом существующих ИЗА Байтуганского нефтяного месторождения, принятые согласно утвержденным проектам:

Результат	№	- с. Новое Усманово Камышлинского района (письма ФГБУ «Приволжское УГМС» №10-02-03/447 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/448 от 04.03.2022 г, Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1);						
		- с. Берёзовая Поляна Клявлинского района Самарская области (письма ФГБУ Приволжское УГМС» №10-02-03/445 от 04.03.2022 г. и №10-02-03/446 от 04.03.2022 г., Приложение В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).						
Подпись	Дата	<u>Учет вклада существующих источников загрязнения атмосферы:</u>						
		Поскольку значения фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов выданы без учета вклада выбросов промышленных объектов Байтуганского месторождения, расчет рассеивания был проведен с учетом существующих ИЗА Байтуганского нефтяного месторождения, принятые согласно утвержденным проектам:						
Изм	№ подл						0261-01-00-ОВОС1	Лист
								341
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

- «Проекта обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - Промысловые объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области», разработанного ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды, 2020 г. (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ФБУЗ Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» №26730 от 25.12.2020 г.; Санитарно-эпидемиологическое заключение №63.СЦ.04.000.Т.000013.01.21 от 18.01.2021 г. (см. Приложение Д1 Раздела 0261-01-00-ОВОС2.2), Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области об установлении СЗЗ №2 от 19.01.2021 г.);

- «Проект изменения установленных границ и размеров санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Оренбургской области», Разработанного ООО «ОренбургНИПИнефть», 2022 г (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ООО «Экспертный центр Эра» №1087-403 от 17 мая 2022 г. и Санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора по Оренбургской области №56.01.08.000.Т.000843.06.22 от 15.06.2022 г. (см. Приложение Д1 Раздела 0261-01-00-ОВОС2.2),

- «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственного объекта – установка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения ООО «БайТекс», разработанного ООО «Мониторресурсы», экспертное заключение ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» № 21216 от 30.10.2020 г, Санитарно-эпидемиологическое заключение № 63.СЦ.04.000.Т.001697.11.20 от 12.11.2020 г. (см. Приложение Д1 Раздела 0261-01-00-ОВОС2.2), Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области об установлении СЗЗ № 503 от 18.11.2020 г.

Параметры выбросов загрязняющих веществ от существующих ИЗА Байтуганского месторождения приняты согласно таблицам 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3.

Учет климатических характеристик принимается согласно климатической справке ФГБУ «Приволжское УГМС» № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г, выданной по многолетним наблюдениям МС Клявлино, (см. Приложении В Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1) и метеофала №4347/25, 26.11.2021г ООО «ОренбургНИПИнефть» - Данные по Самарской обл.: нп. Клявлино, Камышла, Оренбургская обл.: нп. Бакаево, Северное, 01-01-6682-07.

Система координат. Руководствуясь требованием п. 14 Постановления Правительства РФ № 222 от 03.08.2018 г., в настоящем проекте принята система координат, используемая для ведения Единого государственного реестра недвижимости – МСК-63(2 зона).

Выбор расчетных точек.

Расчетные точки приняты согласно разработанным и согласованным проектам санитарно-защитных зон:

- на границе населенных пунктов: с. Новое Усманово, с. Ерилкино, с. Березовая Поляна, с. Красный Яр, с. Бакаево, с. Староборискино;
- на границе объединённых санитарно-защитных зон Самарской и Оренбургской областей.

Высота расчетных точек принята $h=2$ м в соответствии с абз. 2 пункта 4.4 МРР-2017

Перечень и координаты расчетных точек приведены в отчётах программы УПРЗА-Эколог, в Приложении III раздела ОВОС2.1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	342

Размер расчетной площадки и шаг расчетной сетки задавались в соответствии с п. 3.2 «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное), ОАО «НИИ Атмосфера», Санкт-Петербург, 2012 г. Размер расчетного прямоугольника принят таким образом, чтобы изолинии концентраций ЗВ 0,05 ПДК, характеризующие зону влияния выбросов проектируемых объектов, не выходили за границу этого прямоугольника:

Код	Тип	Полное описание площадки					Шаг (м)		Высота (м)
		Координаты середины 1-й стороны (м)		Координаты середины 2-й стороны (м)		Ширина (м)	По ширине	По длине	
		X	Y	X	Y				
1	Полное описание	2316367,60	496953,20	2327534,90	496953,20	17000,00	250,00	250,00	2,00

Размер санитарно-защитной зоны

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ были приняты границы и размеры установленных санитарно-защитных зон для производственных объектов Байтуганского месторождения (см. п. 3.14.16).

Местоположение источников показано в графической части Раздела ОВОС 2.2, Лист 3. Выбор площадки строительства определялся местоположением самой ближайшей к населенному пункту скважине 1024, которая расположена на расстоянии 668 м на СВ от населенного пункта Березовая Поляна Клявлинского района Самарской области.

Расчет рассеивания выбросов загрязняющих веществ на период строительства от объектов обустройства Байтуганского нефтяного месторождения был проведен по трем вариантам:

1 вариант – период эксплуатации, расчет максимально-разовых концентраций загрязняющих веществ от проектируемых объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения при штатном режиме работы оборудования, с учетом существующего положения и фоновых концентраций ЗВ (Сф);

2 вариант – период эксплуатации, расчет долгопериодных средних концентраций загрязняющих веществ от проектируемых объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения при штатном режиме работы оборудования, с учетом существующего положения и фоновых концентраций ЗВ (Сфе);

3 вариант – период эксплуатации, определение зоны влияния проектируемых объектов при штатном режиме работы оборудования. Расчет максимально-разовых концентраций проведен учета фоновых концентраций загрязняющих веществ;

4 вариант – период эксплуатации, выбросы загрязняющих веществ от проектируемых объектов при аварийной ситуации – совпадении залповых выбросов при срабатывании ПСК на АГЗУ-10А, АГЗУ-18А, АГЗУ-39, вентиляции АГЗУ-41, АГЗУ-47, АГЗУ-49, ремонте арматуры на скважинах №510, 429, 590, монтаж-демонтаж КИПиА скважинах №1717, 1578, 459Н (технологический, аварийный и залповый выбросы с учетом существующего положения и фоновых концентраций ЗВ (Сф));

5 вариант – период эксплуатации. Вероятная аварийная ситуация при возгорании нефти при аварийной ситуации на нефтегазосборном нефтепроводе от УЗ№5 до УПН (Сценарий «Б»).

6 вариант – период строительства нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН, расчет рассеивания по МРР-2017 с учетом существующего положения и фоновых концентраций (Сф). В расчетах рассеивания рассматривался локальный участок

Результат	4 вариант – период эксплуатации, выбросы загрязняющих веществ от проектируемых объектов при аварийной ситуации – совпадении залповых выбросов при срабатывании ПСК на АГЗУ-10А, АГЗУ-18А, АГЗУ-39, вентиляции АГЗУ-41, АГЗУ-47, АГЗУ-49, ремонте арматуры на скважинах №510, 429, 590, монтаж-демонтаж КИПиА скважинах №1717, 1578, 459Н (технологический, аварийный и залповый выбросы с учетом существующего положения и фоновых концентраций ЗВ (Сф)); 5 вариант – период эксплуатации. Вероятная аварийная ситуация при возгорании нефти при аварийной ситуации на нефтегазосборном нефтепроводе от УЗ№5 до УПН (Сценарий «Б»). 6 вариант – период строительства нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН, расчет рассеивания по МРР-2017 с учетом существующего положения и фоновых концентраций (Сф). В расчетах рассеивания рассматривался локальный участок					Лист
	0261-01-00-ОВОС1					
Подп. и дата						
Изм. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

строительства, имеющий на данный период максимальный набор работы строительных механизмов: работа дизельного привода сварочного агрегата (1 шт.), сварочные работы, работа строительной техники и автотранспорта. Для выполнения расчета рассеивания был принят участок строительства, наиболее близко расположенный к населенному пункту. Участок строительства трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН расположен на расстоянии 274 м к северу от с. Новое Усманово.

7 вариант – период строительства нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН, расчет долгопериодных средних концентраций загрязняющих веществ с учетом существующего положения и фоновых концентраций (Сф);

8 вариант – период строительства, вероятная аварийная ситуация в период строительства по сценарию «б» (аварийное горение топливозаправщика), с учетом существующего положения и фоновых концентраций (Сф).

Анализ расчета рассеивания ЗВ (Сф) по Варианту № 1. Период эксплуатации

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту расчета №1 приведены в таблице 4.1.21. Карты рассеивания представлены в Приложении Н, Раздела ОВОС2.1. Отчет программы УПРЗА «Эколог» представлен в Приложении III Раздела ОВОС2.2.

Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по Варианту расчета № 1 показал, что в период эксплуатации объектов Байтуганского месторождения, с учетом вклада существующих промышленных объектов и объектов УПН «Байтуганская», концентрация загрязняющих веществ на границе установленных СЗЗ промышленных объектов, границе населенных пунктов, не превышает санитарно-гигиенических требований СанПиН 1.2.3685-21.

Анализ расчета рассеивания ЗВ (Сф) по Варианту № 2. Период эксплуатации.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту расчета №2 приведены в таблице 4.1.22. Карты рассеивания представлены в Приложении П, Раздела ОВОС2.1. Отчет программы УПРЗА «Эколог» представлен в Приложении III Раздела ОВОС2.2.

Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по Варианту расчета № 2 показал, что в период эксплуатации проектируемых объектов Байтуганского месторождения, с учетом существующих объектов промысла, долгопериодная средняя концентрация загрязняющих веществ на границе установленных СЗЗ, границе населенных пунктов, не превышает санитарно-гигиенических требований СанПиН 1.2.3685-21 (уровень 1 ПДКс.с).

Анализ расчета рассеивания ЗВ (Сф) по Варианту № 3. Определение зоны влияния.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту расчета №3 приведены в таблице 4.1.23. Карты рассеивания представлены в Приложении Р, Раздела ОВОС2.1. Отчет программы УПРЗА «Эколог» представлен в Приложении III Раздела ОВОС2.2.

Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по Варианту расчета № 3 показал, что зона влияния (изолиния 0,05 ПДК) проектируемых объектов не выходит за границы промышленных площадок Байтуганского месторождения, следовательно, проектируемые ИЗА вносят минимальный вклад в уровень загрязнения атмосферы на границе установленной СЗЗ промышленных объектов Байтуганского месторождения и границах населенных пунктов.

Изм. №	Подп. и дата	Рез. ише №							Лист		
										0261-01-00-ОВОС I	344
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Анализ расчета рассеивания ЗВ (Сф) по Варианту № 4. Период эксплуатации.

Технологический+залповый выброс

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту расчета №4 приведены в таблице 4.1.24. Карты рассеивания представлены в Приложении Н, Раздела ОВОС2.1. Отчет программы УПРЗА «Эколог» представлен в Приложении III Раздела ОВОС2.2.

Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по Варианту расчета № 4 показал, что при наиболее неблагоприятном периоде эксплуатации проектируемых объектов – совпадении залповых выбросов при срабатывании ПСК на АГЗУ-10А, АГЗУ-18А, АГЗУ-39, вентиляции АГЗУ-41, АГЗУ-47, АГЗУ-49, ремонте арматуры на скважинах №510, 429, 590, монтаж-демонтаж КИПиА скважинах №1717, 1578, 459Н (технологический, аварийный и залповый выбросы с учетом существующего положения и фоновых концентраций ЗВ (Сф), концентрация загрязняющих веществ на границе установленных СЗЗ промышленных объектов, границе населенных пунктов, не превышает санитарно-гигиенических требований СанПиН 1.2.3685-21.

Результаты расчета по варианту № 5 приведен в п. 4.13.1

Анализ расчета рассеивания ЗВ (Сф) по Варианту № 6. Период строительства

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту расчета №6 приведены в таблице 4.1.25. Карты рассеивания представлены в Приложении Н, Раздела ОВОС2.1. Отчет программы УПРЗА «Эколог» представлен в Приложении III Раздела ОВОС2.2.

Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по Варианту расчета № 6 показал, что в период проведения строительных работ в расчетных точках на границе установленных санитарно-защитных зон промышленных объектов и на границе ближайших населенных пунктов, превышений гигиенических нормативов по критерию ПДКм.р не наблюдается ни по одному из выбрасываемых загрязняющих веществ, в том числе по веществам, обладающим комбинированным действием.

Анализ расчета рассеивания ЗВ (Сф) по Варианту № 7. Период строительства

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту расчета №7 приведены в таблице 4.1.26. Карты рассеивания представлены в Приложении Н, Раздела ОВОС2.1. Отчет программы УПРЗА «Эколог» представлен в Приложении III Раздела ОВОС2.2.

Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по Варианту расчета № 7 показал, что в период строительства проектируемых объектов, с учетом вклада существующих объектов Байтуганского месторождения, долгопериодная средняя концентрация загрязняющих веществ на границе установленных СЗЗ, границе населенных пунктов, не превышает санитарно-гигиенических требований СанПиН 1.2.3685-21.

Результаты расчета по варианту № 8 приведен в п. 4.13.2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							345

доли ПДК_{м.р.}

Вариант расчета № 1

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКм.р.										
		Вариант расчета № 1										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новое Уманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,543461 (РТ-37)	0,103558	0,110092	0,103816	0,104979	0,104979	0,145363 (РТ-67)	0,111759 (РТ-16)	0,110927 (РТ-23)	0,110638 (РТ-22)	0,115478 (РТ-26)
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	0,000045 (РТ-37)	2,16747 E-07	0,0000003 7	0,0000001 29	0,0000001 4	0,000001	0,0000013 93 (РТ-67)	0,00000053129 (РТ-16)	0,000000165155 (РТ-20)	0,000000426393 (РТ-22)	0,0000006491187 (РТ-26)
0303	Аммиак (Азота гидрид)	0,000906 (РТ-37)	0,000004	0,000007	0,000003	0,000003	0,000022	0,00007 (РТ-67)	0,000011 (РТ-16)	0,000009 (РТ-23)	0,000009 (РТ-22)	0,000013 (РТ-26)
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,064961 (РТ-37)	0,027809	0,029001	0,028174	0,028424	0,030402	0,03185 (РТ-67)	0,0291 (РТ-16)	0,029095 (РТ-23)	0,028946 (РТ-22)	0,029673 (РТ-26)
0316	Гидрохлорид (по молекуле HCl)	0,000046 (РТ-37)	2,20188 E-07	3,76E-07	1,31E-07	1,43E-07	0,000001	0,000004 (РТ-67)	0,000000539724 5 (РТ-16)	0,0000004421823 (РТ-23)	0,00000008729 (РТ-22)	0,000000659422 (РТ-26)

Изм.			Лист			№ докум.			Подпись			Дата			0261-01-00-ОВОС I	
</																

[illegible]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	0261-01-00-ОВОС I	
						Лист
350						

	пересчете на углерод)											
6003	Аммиак, сероводород	0,371571 (PT-37)	0,228571	0,161287	0,260693	0,126334	0,107667	0,504647 (PT-54)	0,387134 (PT-16)	0,227909 (PT-17)	0,252196 (PT-22)	0,290313 (PT-26)
6040	Серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак	0,711539 (PT-37)	0,005782	0,009808	0,003379	0,003697	0,029564	0,073536 (PT-67)	0,013289 (PT-16)	0,010974 (PT-23)	0,010911 (PT-22)	0,017505 (PT-26)
6041	Серы диоксид и кислота серная	0,240856 (PT-37)	0,002086	0,003359	0,001271	0,001387	0,011589	0,027712 (PT-68)	0,005075 (PT-16)	0,00399 (PT-23)	0,003856 (PT-22)	0,007198 (PT-26)
6043	Сера диоксид, Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,670991 (PT-37)	0,361662	0,293478	0,393257	0,267007	0,243563	0,637079 (PT-54)	0,559174 (PT-5)	0,377119 (PT-18)	0,384401 (PT-22)	0,422123 (PT-26)
6045	Сильные минеральные кислоты (серная, соляная и азотная)	0,000151 (PT-37)	7,25931 E-07	0,000001	4,32084E-07	4,72448E-07	0,000004	0,000012 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000001 (PT-23)	0,000001 (PT-22)	0,000002 (PT-26)
6204	Азота диоксид, серы диоксид	0,494158 (PT-37)	0,070821	0,075364	0,070131	0,07082	0,087689	0,112469 (PT-67)	0,077349 (PT-16)	0,076138 (PT-23)	0,075969 (PT-22)	0,080924 (PT-26)

Таблица 4.1.23 – Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ. Вариант расчета № 2

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКс.с										
		Вариант расчета № 2										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	Максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,289202 (PT-39)	0,299159	0,299248	0,299516	0,299278	0,297619	0,299554 (PT-43)	0,299571 (PT-1)	0,299385 (PT-17)	0,299175 (PT-24)	0,299113 (PT-28)
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	0,000017 (PT-37)	2,2127E-07	2,13705E-07	1,2227E-07	1,0545E-07	6,91E-07	0,000003 (PT-66)	0,0000005151617 (PT-16)	0,0000002638802 (PT-23)	0,0000002813308 (PT-22)	0,0000003333387 (PT-26)
0303	Аммиак (Азота гидрид)	0,000136 (PT-37)	0,000002	0,000002	0,000001	0,000001	0,000007	0,000029 (PT-66)	0,000005 (PT-16)	0,000003 (PT-23)	0,000003 (PT-22)	0,000003 (PT-26)
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,065496 (PT-39)	0,066575	0,066585	0,066614	0,66621	0,066408	0,066620 (PT-1)	0,066475 (PT-16)	0,0666 (PT-17)	0,066559 (PT-22)	0,066548 (PT-26)
0316	Гидрохлорид (по молекуле HCl) (Водород хлорид)	0,000014 (PT-37)	2,2127E-07	2,14E-07	1,22E-07	1,05E-07	6,91E-07	0,000003 (PT-66)	0,0000005151617 (PT-16)	0,000000173259 (PT-19)	0,0000002858169 (PT-22)	0,0000003333383 (PT-26)
0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	0,000273 (PT-37)	0,000004	0,000004	0,000002	0,000002	0,000014	0,000058 (PT-66)	0,00001 (PT-16)	0,000005 (PT-23)	0,000006 (PT-22)	0,000007 (PT-26)
0328	Углерод (Пигмент черный)	0,147651 (PT-38)	0,043288	0,090271	0,067043	0,07793	0,120742	0,137166 (PT-68)	0,089426 (PT-16)	0,092454 (PT-23)	0,089452 (PT-22)	0,113209 (PT-26)
0330	Сера диоксид	0,233395 (PT-37)	0,069135	0,062419	0,069555	0,068482	0,046118	0,121328 (PT-66)	0,069361 (PT-17)	0,069198 (PT-18)	0,061347 (PT-21)	0,056631 (PT-25)
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,540171 (PT-38)	0,688208	0,552775	0,6279882	0,533406	0,522805	0,813383 (PT-77)	0,862117 (PT-16)	0,729181 (PT-18)	0,636794 (PT-22)	0,658221 (PT-26)

0261-01-00-ОВОС1

0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,233425 (PT-37)	0,233419	0,233411	0,233387	0,233375	0,233469	0,233885 (PT-66)	0,233502 (PT-16)	0,233426 (PT-23)	0,233434 (PT-22)	0,233436 (PT-26)
0405	Пентан	0,00004 (PT-37)	1,4253E-07	1,52715E-07	7,2258E-07	6,2704E-07	5,751E-06	0,000003 (PT-66)	0,0000003885698 (PT-16)	0,0000001936898 (PT-23)	0,0000000209119 (PT-22)	0,000002686901 (PT-26)
0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,000219 (PT-37)	0,000248	0,000073	0,000161	0,000048	0,000048	0,000552 (PT-59)	0,000464 (PT-16)	0,000287 (PT-18)	0,000176 (PT-22)	0,000198 (PT-26)
0416	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,003654 PT-37)	0,000956	0,000287	0,000618	0,000185	0,000217	0,002163 (PT-59)	0,001794 (PT-16)	0,001101 (PT-18)	0,000684 (PT-22)	0,000771 (PT-26)
0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,021484 (PT-37)	0,01018	0,00345	0,004865	0,001205	0,002344	0,02742 (PT-59)	0,022843 (PT-16)	0,010489 (PT-18)	0,008552 (PT-22)	0,009753 (PT-26)
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,000163 (PT-37)	0,000194	0,000057	0,000126	0,000037	0,000036	0,000431 (PT-59)	0,000362 (PT16)	0,000224 (PT-18)	0,000137 (PT-22)	0,000154 (PT-26)
0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,00045 (PT-37)	0,000088	0,000033	0,000065	0,000021	0,000034	0,000241 (PT-59)	0,000193 (PT-16)	0,000114 (PT-18)	0,000075 (PT-22)	0,000085 (PT-26)
0703	Бенз/а/пирен	0,699795 (PT-39)	0,699983	0,699985	0,69999	0,699991	0,699953	0,699991 (PT-42)	0,699991 (PT-1)	0,699988 (PT-17)	0,699982 (PT-21)	0,699982 (PT-28)
1052	Метанол	0,005448 (PT-37)	0,000084	0,000082	0,000046	0,000039	0,000266	0,001204 (PT-66)	0,0002 (PT-16)	0,000102 (PT-23)	0,000111 (PT-22)	0,00013 (PT-26)
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	0,000502 (PT-37)	0,000008	0,000008	0,000004	0,000004	0,000025	0,000106 (PT-66)	0,000019 (PT-16)	0,00001 (PT-23)	0,000011 (PT-22)	0,000012 (PT-26)

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКм.р										
		Вариант расчета № 3										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	Максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,000241 (PT-39)	0,000132	0,000118	0,000083	0,000141	0,000132	0,004439 (PT-62)	0,000259 (PT-6)	0,000158 (PT-23)	0,000153 (PT-22)	0,000357 (PT-26)
0410	Метан	0,0000002435386 (PT-39)	1,3108E-07	1,23718E-07	8,3164E-08	1,3363E-07	1,329E-07	0,000004 (PT-62)	0,0000003931209 (PT-6)	0,0000001451199 (PT-19)	0,0000001392828 (PT-22)	0,0000003720406 (PT-26)
0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,000004 (PT-39)	0,000002	0,000002	0,000001	0,000002	0,000002	0,000077 (PT-62)	0,000004 (PT-16)	0,000003 (PT-23)	0,000003	0,000004 (PT-26)
0416	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,000005 (PT-39)	0,000003	0,00003	0,000002	0,000003	0,000003	0,000111 (PT-62)	0,000006 (PT-16)	0,000005 (PT-23)	0,000004 (PT-22)	0,0,00006 (PT-26)
0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,000011 (PT-39)	0,000006	0,000007	0,000004	0,000007	0,000006	0,000241 (PT-62)	0,000013 (PT-16)	0,00001 (PT-23)	0,000009 (PT-22)	0,000013 (PT-26)
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (Метилтолуол)	0,000005 (PT-39)	0,000003	0,000003	0,000002	0,000003	0,000003	0,000112 (PT-62)	0,000006 (PT-16)	9,396E-07	8,777E-07	0,000006 (PT-26)
0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,000003 (PT-39)	0,000002	0,000002	0,000001	0,000002	0,000002	0,000075 (PT-62)	0,000004 (PT-16)	0,000003 (PT-23)	0,000003 (PT-22)	0,000004 (PT-26)

Таблица 4.1.25 – Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ. Вариант расчета № 4

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКм.р										
		Вариант расчета № 4										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	Максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,543461 (PT-37)	0,103558	0,110092	0,103816	0,104979	0,12219	0,146074 (PT-67)	0,111759 (PT-16)	0,110927 (PT-23)	0,110638 (PT-22)	0,115778 (PT-26)
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	0,000045 (PT-37)	2,1675E-07	3,7022E-07	1,2901E-07	1,4063E-07	0,000001	0,000004 (PT-67)	0,0000005312913 (PT-16)	0,0000004352732 (PT-23)	0,0000003918455 (PT-24)	0,000000649118 (PT-26)
0303	Аммиак (Азота гидрид)	0,000906 (PT-37)	0,000004	0,000007	0,000003	0,000003	0,000022	0,000071 (PT-67)	0,000011 (PT-16)	0,000009 (PT-23)	0,000009 (PT-22)	0,000013 (PT-26)
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,064961 (PT-37)	0,027809	0,029001	0,028174	0,028424	0,030402	0,031876 (PT-67)	0,0291 (PT-16)	0,02*9095 (PT-23)	0,029027 (PT-22)	0,029763 (PT-26)
0316	Гидрохлорид (по молекуле HCl) (Водород хлорид)	0,000046 (PT-37)	2,2019E-06	3,76E-07	1,31E-07	1,43E-07	0,000001	0,000004 (PT-67)	0,0000005397245 (PT-16)	0,0000004421823 (PT-23)	0,000000436459 (PT-22)	0,0000006594222 (PT-26)
0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	0,000006 (PT-37)	2,88996E-07	4,94E-07	1,72E-07	1,88E-07	0,000001	0,000005 (PT-67)	0,00000070083884 (PT-16)	0,0000005803643 (PT-23)	0,0000005728524 (PT-22)	0,0000008654916 (PT-26)
0328	Углерод (Пигмент черный)	0,164343 (PT-39)	0,068875	0,070894	0,067774	0,067886	0,078179	0,105613 (PT-67)	0,072967 (PT-16)	0,071704 (PT-23)	0,071634 (PT-22)	0,075347 (PT-26)
0330	Сера диоксид	0,247192 (PT-37)	0,021879	0,017543	0,018219	0,017053	0,022182	0,036952 (PT-68)	0,021529 (PT-12)	0,0201 (PT-19)	0,018081 (PT-22)	0,017723 (PT-26)
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,49474 (PT-37)	0,355572	0,288661	0,386995	0,253173	0,236759	0,640112 (PT-55)	0,489572 (PT-6)	0,369517 (PT-18)	0,381068 (PT-22)	0,443238 (P-26)
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,184875 (PT-37)	0,160628	0,161221	0,160336	0,160365	0,163688	0,170887 (PT-68)	0,161872 (PT-16)	0,161467 (PT-23)	0,161447 (PT-22)	0,162608 (PT-26)
0402	Бутан (Метилэтилметан)	0,000181 (PT-37)	0,000001	0,000003	6,12856E-07	7,07557E-07	0,000009	0,000027 (PT-67)	0,000005 (PT-16)	0,000004 (PT-23)	0,000003 (PT-21)	0,000006 (PT-26)
0405	Пентан	0,000122 (PT-37)	0,000001	0,000002	4,35167E-07	5,03392E-07	0,000007	0,000018 (PT-67)	0,000003 (PT-16)	0,000003 (PT-23)	0,000003 (PT-22)	0,000004 (PT-26)

0261-01-00-ОВОС1

Изм.			№ докум.	Подпись	Дата	0261-01-00-ОВОС I							
	Лист						Лист						
	0410	Метан	0,000425 (PT-37)	0,000014	0,000029	0,000009	0,000016	0,00002	0,000448 (PT-64)	0,000033 (PT-16)	0,000046 (PT-23)	0,000043 (PT-22)	0,000046 (PT-25)
	0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,020511 (PT-39)	0,0108	0,010544	0,010697	0,010446	0,01046	0,012616 (PT-59)	0,010896 (PT-5)	0,010729 (PT-19)	0,010686 (PT-22)	0,010647 (PT-26)
	0416	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,022475 (PT-39)	0,004374	0,00436	0,00446	0,004244	0,004716	0,007525 (PT-59)	0,00479 (PT-5)	0,004485 (PT-23)	0,004556 (PT-22)	0,00468 (PT-26)
	0417	Этан (Диметил, метилметан)	0,000066 (PT-39)	4,9898E-07	0,000001	2,14412E-07	2,47346E-07	0,000003	0,000009 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000001 (PT-23)	0,000001 (PT-22)	0,000002 (PT-26)
	0418	Пропан	0,000075 (PT-37)	5,93667E-07	0,000001	2,55733E-07	2,95284E-07	0,000004	0,000011 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000002 (PT-23)	0,000002 (PT-22)	0,000002 (PT-26)
	0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,034914 (PT-39)	0,000973	0,000757	0,000607	0,000483	0,001339	0,007348 (PT-59)	0,001525 (PT-16)	0,001019 (PT-23)	0,001181 (PT-22)	0,001429 (PT-26)
	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,015794 (PT-39)	0,000467	0,000351	0,000477	0,000249	0,000558	0,003464 (PT-59)	0,000722 (PT-16)	0,000473 (PT-23)	0,00055 (PT-22)	0,000658 (PT-26)
	0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,013798 (PT-39)	0,000329	0,00028	0,000319	0,000166	0,000574	0,002309 (PT-59)	0,000513 (PT-16)	0,000373 (PT-23)	0,000421 (PT-22)	0,000535 (PT-26)
	1051	Пропан-2-ол (Изопропанол; диметилкарбинол; вторичный пропиловый спирт)	0,000045 (PT-37)	2,17894E-07	3,72179E-07	1,29699E-07	4,14809E-07	0,000001	0,000004 (PT-67)	0,0000005341024 (PT-16)	0,0000004375762 (PT-23)	0,0000004319125 (PT-22)	0,0000006525532 (PT-26)
	1052	Метанол	0,689996 (PT-39)	0,00881	0,014884	0,00512	0,005614	0,049367	0,115654 (PT-68)	0,020786 (PT-16)	0,016994 (PT-23)	0,016888 (PT-22)	0,027164 (PT-26)
	1401	Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	0,000595 (PT-37)	0,000003	0,000005	0,000002	0,000002	0,000015	0,000046 (PT-67)	0,000007 (PT-16)	0,000006 (PT-23)	0,000006 (PT-22)	0,000009 (PT-26)
	1728	Этантиол	0,887913 (PT-37)	0,193728	0,115939	0,236443	0,075361	0,067627	0,308309 (PT-54)	0,289132 (PT-16)	0,228201 (PT-18)	0,141007 (PT-21)	0,154155 (PT-26)
	2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	0,005 (PT-37)	0,000024	0,000041	0,000014	0,000016	0,000123	0,000387 (PT-67)	0,000059 (PT-16)	0,000048 (PT-23)	0,000048 (PT-22)	0,000072 (PT-26)
	6003	Аммиак, сероводород	0,36974 (PT-37)	0,230572	0,163661	0,261995	0,128173	0,111759	0,515112 (PT-55)	0,285657 (PT-14)	0,244517 (PT-18)	0,217578 (PT-24)	0,318238 (PT-26)
	6040	Серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак	0,711539 (PT-37)	0,005782	0,009808	0,003379	0,003697	0,029564	0,073536 (PT-67)	0,013289 (PT-16)	0,010974 (PT-23)	0,010911 (PT-22)	0,017505 (PT-26)
	6041	Серы диоксид и кислота серная	0,240856 (PT-37)	0,002086	0,003359	0,001271	0,001387	0,011589	0,027712 (PT-68)	0,005075 (PT-16)	0,00399 (PT-23)	0,003856 (PT-22)	0,007198 (PT-26)
	6043	Сера диоксид, Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,670991 (PT-37)	0,361662	0,293478	0,393257	0,267007	0,243563	0,637079 (PT-54)	0,559174 (PT-5)	0,377119 (PT-18)	0,384401 (PT-22)	0,422123 (PT-26)
	6045	Сильные минеральные кислоты (серная, соляная и азотная)	0,000151 (PT-37)	7,25931E-07	0,000001	4,32084E-07	4,72448E-07	0,000004	0,000012 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000001 (PT-23)	0,000001 (PT-22)	0,000002 (PT-26)
	6204	Азота диоксид, серы диоксид	0,494158 (PT-37)	0,070821	0,075364	0,070131	0,07082	0,087689	0,112469 (PT-67)	0,077349 (PT-16)	0,076138 (PT-23)	0,075969 (PT-22)	0,080924 (PT-26)
355	Лист												

Таблица 4.1.26 – Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ. Вариант расчета № 6

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКм.р										
		Вариант расчета № 6										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новос Усманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	Максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,005383 (PT-39)	0,000035	0,000079	0,000015	0,000017	0,000217	0,000739 (PT-67)	0,000114 (PT-16)	0,000096 (PT-23)	0,000096 (PT-23)	0,000147 (PT-26)
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,543724 (PT-37)	0,105448	0,113296	0,104976	0,106227	0,132543	0,174144 (PT-67)	0,116495 (PT-16)	0,114695 (PT-23)	0,114359 (PT-22)	0,122037 (PT-26)
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO ₃)	0,000045 (PT-37)	0,000000217	0,00000037	0,000000129	0,00000014	0,000001	0,000003 (PT-67)	0,0000063 (PT-16)	0,00000044 (PT-23)	0,0000043 (PT-22)	0,00000065 (PT-26)
0303	Аммиак (Азота гидрид)	0,000906 (PT-37)	0,000004	0,000007	0,000003	0,000003	0,000022	0,00007 (PT-67)	0,000011 (PT-16)	0,000009 (PT-23)	0,000009 (PT-22)	0,000013 (PT-26)
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,098911 (PT-39)	0,028106	0,029585	0,028328	0,028594	0,033076	0,041824 (PT-67)	0,030074 (PT-16)	0,029818 (PT-23)	0,029740 (PT-22)	0,031230 (PT-26)
0316	Гидрохлорид (по молекуле HCl) (Водород хлорид)	0,000046 (PT-37)	0,00000022	3,80E-07	1,30E-06	1,43E-07	0,00001	0,000004 (PT-67)	0,0000054 (PT-16)	0,000000442 (PT-23)	0,00000044 (PT-22)	0,0000066 (PT-26)
0322	Серная кислота (по молекуле H ₂ SO ₄)	0,00006 (PT-37)	0,0000029	4,90E-06	1,72E-07	1,90E-07	0,000001	0,000005 (PT-67)	0,00000071 (PT-16)	0,00000058 (PT-23)	0,00000057 (PT-22)	0,00000087 (PT-26)
0328	Углерод (Пигмент черный)	0,337641 (PT-34)	0,069713	0,073113	0,068172	0,068336	0,06667	0,126031 (PT-68)	0,076297 (PT-16)	0,074493 (PT-23)	0,074371 (PT-22)	0,079769 (PT-26)
0330	Сера диоксид	0,247264 (PT-37)	0,022227	0,018507	0,018358	0,017214	0,024866	0,044411 (PT-68)	0,21911 (PT-12)	0,020318 (PT-23)	0,019288 (PT-22)	0,018590 (PT-28)
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,487082	0,350335	0,284057	0,385647	0,248271	0,22877	0,566962 (PT-54)	0,509842 (PT-16)	0,369368 (PT-23)	0,375050 (PT-22)	0,413241 (PT-26)
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,218167	0,160985	0,162004	0,160505	0,160559	0,165947	0,177328 (PT-68)	0,162936 (PT-16)	0,162410 (PT-23)	0,162384 (PT-22)	0,163987 (PT-26)
0342	Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	0,005471 (PT-39)	0,000035	0,000081	0,000015	0,000017	0,00022	0,000746 (PT-67)	0,000116 (PT-16)	0,000097 (PT-23)	0,000088 (PT-24)	0,000149 (PT-26)

0261-01-00-ОВОС1

0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,009625 (PT-39)	0,000062	0,000142	0,000026	0,00003	0,00038 7	0,001312 (PT-67)	0,000205 (PT-16)	0,000171 (PT-23)	0,000170 (PT-22)	0,000263 (PT-26)
0402	Бутан (Метилэтилметан)	0,000181 (PT-37)	0,000001	0,000003	0,00000061 3	0,00000071	0,000009	0,000026 (PT-67)	0,000005 (PT-16)	0,00004 (PT-23)	0,000004 (PT-22)	0,000006 (PT-26)
0405	Пентан	0,000122 (PT-37)	0,000001	0,000002	0,00000044	0,00000005	0,000007	0,000018 (PT-67)	0,000003 (PT-16)	0,000003 (PT-23)	0,000003 (PT-22)	0,000004 (PT-26)
0410	Метан	0,000410 (PT-39)	0,000003	0,000007	0,000001	0,000002	0,00002	0,00058 (PT-67)	0,000010 (PT-16)	0,00000 (PT-23)	0,000008 (PT-22)	0,000013 (PT-26)
0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,020511 (PT-39)	0,010791	0,010523	0,010696	0,01044	0,010457	0,012359 (PT-59)	0,010895 (PT-5)	0,010723 (PT-18)	0,010566 (PT-22)	0,010629 (PT-26)
0416	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,022475 (PT-39)	0,00437	0,004352	0,004466	0,00424	0,004716	0,007364 (PT-59)	0,004794 (PT-5)	0,004471 (PT-23)	0,004450 (PT-21)	0,004664 (PT-26)
0417	Этан (Диметил, метилметан)	0,000066 (PT-39)	0,0000005	0,00001	0,00000021	0,00000025	0,000003	0,000009 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000001 (PT-23)	0,000001 (PT-22)	0,000002 (PT-26)
0418	Пропан	0,000075 (PT-37)	0,0000006	0,000001	0,00000026	0,000003	0,000004	0,000011 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000002 (PT-23)	0,000002 (PT-23)	0,000002 (PT-26)
0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,034914 (PT-39)	0,000969	0,000751	0,000604	0,0000969	0,001339	0,007323 (PT-59)	0,001514 (PT-16)	0,001009 (PT-23)	0,001173 (PT-22)	0,001403 (PT-26)
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,017110 (PT-39)	0,000476	0,000401	0,000477	0,000247	0,000843	0,0034552 (PT-59)	0,000819 (PT-5)	0,000509 (PT-23)	0,000584 (PT-22)	0,000736 (PT-26)
0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,193279 (PT-39)	0,001612	0,003361	0,000791	0,000745	0,008812	0,030420 (PT-67)	0,004804 (PT-16)	0,004026 (PT-23)	0,004021 (PT-22)	0,006118 (PT-26)
1051	Пропан-2-ол (Изопропанол; диметилкарбинол; вторичный пропиловый спирт)	0,000045 (PT-37)	0,00000218	0,0000037	0,0000013	0,0000014	0,000001	0,00004 (PT-67)	0,0000053 (PT-16)	0,0000044 (PT-23)	0,0000004 (PT-22)	0,0000065 (PT-26)
1052	Метанол	0,689986 (PT-39)	0,00881	0,014884	0,00512	0,005614	0,049367	0,115654 (PT-68)	0,020786 (PT-16)	0,016994 (PT-23)	0,016888 (PT-22)	0,027164 (PT-26)
1210	Бутилацетат	0,224041 (PT-39)	0,001575	0,00363	0,000664	0,000076	0,009796	0,033901 (PT-67)	0,005206 (PT-16)	0,004358 (PT-23)	0,0003942 (PT-24)	0,006684 (PT-26)
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксметан, метиленоксид)	0,012840 (PT-39)	0,000099	0,000208	0,00006	0,000065	0,000591	0,002063 (PT-67)	0,000304 (PT-16)	0,000257 (PT-23)	0,000254 (PT-22)	0,000381 (PT-26)
1401	Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	0,138675 (PT-39)	0,000977	0,002251	0,000413	0,000473	0,006074	0,021016 (PT-67)	0,003228 (PT-16)	0,00095 (PT-23)	0,002682 (PT-22)	0,004145 (PT-26)
1728	Этантиол	0,887913 (PT-37)	0,193728	0,115939	0,236443	0,075361	0,067627	0,308309 (PT-54)	0,367836 (PT-5)	0,0000114 (PT-23)	0,183926 (PT-22)	0,154155 (PT-26)
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	0,005117 (PT-37)	0,000025	0,0002144	0,000015	0,000016	0,000136	0,000427 (PT-67)	0,000062 (PT-16)	0,00005 (PT-23)	0,000050 (PT-22)	0,000076 (PT-26)
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,044313 (PT-39)	0,000337	0,000772	0,000142	0,000163	0,00203 7	0,006513 (PT-67)	0,001113 (PT-16)	0,000934 (PT-23)	0,000927 (PT-22)	0,001401 (PT-26)

2752	Уайт-спирт	0,047253 (PT-39)	0,000332	0,000766	0,00014	0,00016	0,00206 6	0,007151 (PT-67)	0,001098 (PT-16)	0,000919 (PT-23)	0,000912 (PT-22)	0,001410 (PT-26)
2754	Алканы C12-19 (в пересчете на C)	0,001111 (PT-39)	0,000027	0,000066	0,000011	0,000013	0,00014 6	0,000641 (PT-68)	0,000092 (PT-16)	0,000075 (PT-23)	0,000068 (PT-24)	0,000119 (PT-26)
2902	Взвешенные вещества	0,164276 (PT-39)	0,001155	0,002662	0,000487	0,000558	0,00718 4	0,024860 (PT-67)	0,003818 (PT-16)	0,003196 (PT-23)	0,003171 (PT-22)	0,004902 (PT-26)
2908	Пыль неорганическая: 70- 20% SiO2	0,202510 (PT-39)	0,001276	0,002922	0,00054	0,000619	0,00740 1	0,020948 (PT-67)	0,003388 (PT-15)	0,000895 (PT-19)	0,0035 (PT-22)	0,005205 (PT-26)
6003	Аммиак, сероводород	0,362083 (PT-37)	0,225335	0,159057	0,260647	0,123271	0,10387 7	0,441962 (PT-54)	0,425244 (PT-5)	0,244368 (PT-18)	0,250050 (PT-22)	0,288241 (PT-26)
6004	Аммиак, сероводород, формальдегид	0,321574 (PT-39)	0,225339	0,159058	0,260647	0,123272	0,10387 7	0,199476 (PT-48)	0,280366 (PT-15)	0,204617 (PT-20)	0,212330 (PT-24)	0,208635 (PT-25)
6005	Аммиак, формальдегид	0,012843 (PT-39)	0,000102	0,000214	0,000062	0,000067	0,00060 8	0,000079 (PT-48)	0,000247 (PT-15)	0,000079 (PT-20)	0,000231 (PT-24)	0,000348 (PT-25)
6035	Сероводород, формальдегид	0,321167 (PT-39)	0,225339	0,159058	0,260647	0,123272	0,10387 7	0,199476 (PT-48)	0,280366 (PT-15)	0,204617 (PT-20)	0,212330 (PT-24)	0,208635 (PT-25)
6040	Серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак	0,375699 (PT-39)	0,008259	0,014311	0,004425	0,004869	0,045121	0,005841 (PT-48)	0,016056 (PT-15)	0,005831 (PT-20)	0,015195 (PT-24)	0,023236 (PT-25)
6041	Серы диоксид и кислота серная	0,001832 (PT-48)	0,002432	0,004186	0,001414	0,001546	0,01398	0,001832 (PT-48)	0,004646 (PT-15)	0,004646 (PT-15)	0,004432 (PT-24)	0,006933 (PT-25)
6043	Сера диоксид, Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,545114 (PT-39)	0,358432	0,291248	0,393211	0,263941	0,239764	0,332307 (PT-48)	0,412740 (PT-15)	0,337354 (PT-20)	0,344522 (PT-24)	0,340496 (PT-25)
6045	Сильные минеральные кислоты (серная, соляная и азотная)	0,000151 (PT-37)	0,0000072	0,000001	0,0000043	0,00000047	0,000004	0,00000055 (PT-48)	0,000001 (PT-14)	0,00000055 (PT-20)	0,000001 (PT-24)	0,000002 (PT-25)
6053	Фтористый водород и плохорастворимые соли фтора	0,015095 (PT-39)	0,000097	0,000223	0,000041	0,000047	0,000607	0,002058 (PT-67)	0,000321 (PT-16)	0,000268 (PT-23)	0,000267 (PT-22)	0,000412 (PT-26)
6204	Азота диоксид, серы диоксид	0,015095 (PT-39)	0,000097	0,000223	0,000041	0,000047	0,000607	0,000062 (PT-48)	0,000257 (PT-15)	0,000063 (PT,20)	0,000242 (PT-24)	0,000361 (PT-25)
6205	Серы диоксид и фтористый водород	0,062149 (PT-39)	0,00136	0,00237	0,000794	0,000864	0,00787 4	0,001026 (PT-48)	0,002631 (PT-15)	0,001024 (PT-20)	0,002511 (PT-24)	0,003921 (PT-25)

0261-01-00-ОВОС1

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Таблица 4.1.26 – Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ. Вариант расчета № 7

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКс.с										
		Вариант расчета № 7										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	Максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,408382 (РТ.39)	0,300345	0,300499	0,300132	0,300095	0,301901	0,30013 (РТ.46)	0,300789 (РТ.14)	0,300215 (РТ.20)	0,300725 (РТ.22)	0,300854 (РТ.25)
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	0,000008 (РТ.39)	0,00000022	0,000000213	0,000000122	0,000000105	0,00000069	0,00000128 (РТ.46)	0,00000035 (РТ.14)	0,00000016 (РТ.20)	0,00000029 (РТ.22)	0,00000029 (РТ.25)
0303	Аммиак (Азота гидрид)	0,000003 (РТ.39)	0,000002	0,0000002	0,000001	0,000001	0,000007	0,000001 (РТ.46)	0,000004 (РТ.14)	0,000002 (РТ.20)	0,000003 (РТ.22)	0,00000011 (РТ.25)
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,078408 (РТ.39)	0,066704	0,066721	0,066681	0,06677	0,066872	0,066681 (РТ.46)	0,066752 (РТ.14)	0,066690 (РТ.20)	0,066745 (РТ.22)	0,066759 (РТ.25)
0316	Гидрохлорид (по молекуле HCl) (Водород хлорид)	0,000014 (РТ.39)	0,00000022	2,13E-07	1,22E-07	1,10E-07	0,00000069	0,000000128 (РТ.46)	0,00000035 (РТ.14)	0,00000026 (РТ.20)	0,00000028 (РТ.22)	0,00000033 (РТ.26)
0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	0,000273 (РТ.37)	0,000004	4,00E-06	2,00E-06	2,00E-06	0,000014	0,000000058 (РТ.66)	0,000010 (РТ.16)	0,000005 (РТ.23)	0,000005 (РТ.22)	0,000007 (РТ.26)
0328	Углерод (Пигмент черный)	0,175560 (РТ.39)	0,043557	0,09056	0,06718	0,078045	0,121758	0,140368 (РТ.68)	0,090175 (РТ.16)	0,092882 (РТ.23)	0,090353 (РТ.24)	0,115231 (РТ.27)
0330	Сера диоксид	0,244664 (РТ.37)	0,069299	0,062587	0,069643	0,068556	0,046667	0,124480 (РТ.66)	0,069653 (РТ.4)	0,069549 (РТ.20)	0,061758 (РТ.24)	0,057414 (РТ.28)
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,557595 (РТ.37)	0,702872	0,556058	0,63309	0,537109	0,52619	0,871223 (РТ.54)	0,876062 (РТ.16)	0,738691 (РТ.18)	0,641545 (РТ.22)	0,660652 (РТ.26)
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,234984 (РТ.39)	0,233435	0,233427	0,233395	0,233382	0,233525	0,234219 (РТ.66)	0,233544 (РТ.16)	0,233447 (РТ.23)	0,233457 (РТ.22)	0,233464 (РТ.26)

0261-01-00-ОВОС I

Изм.			0261-01-00-ОВОСИ										
Лист													
№ докум.													
Подпись													
Дата													

4.2 Оценка шумового воздействия объекта на окружающую среду

4.2.1 Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «нулевом варианте»

Так как «нулевой вариант» хозяйственной деятельности предполагает отказ от планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности, а следовательно, технологическая схема нефтепромысла на Байтуганском месторождении не изменится, уровень шумового воздействия производственных объектов остаётся на существующем уровне.

Прогнозная оценка влияния шумового воздействия загрязняющих веществ на санитарно-гигиеническое состояние при «нулевом варианте» выполнена на основании действующих проектных нормативных документов, которые приняты на Байтуганском месторождении:

- «Проект изменения установленных границ и размеров санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Оренбургской области», Разработанного ООО «ОренбургНИПИнефть», 2022 г (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ООО «Экспертный центр Эра» №1087-403 от 17 мая 2022 г. и Санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора по Оренбургской области №56.01.08.000.Т.000843.06.22 от 15.06.2022 г.);

- «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - Промысловые объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области», разработанного ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды, 2020 г. (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ФБУЗ Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» №26730 от 25.12.2020 г.; Санитарно-эпидемиологическое заключение №63.СЦ.04.000.Т.000013.01.21 от 18.01.2021 г. Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области №2 от 19.01.2021 г.);

- «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственного объекта – установка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения ООО БайТекс» (Санитарно-эпидемиологического заключения №63.СЦ.04.000.Т.001697.11.20 от 12.11.2020г. и экспертного заключения № 21216 от 30.10.20 г., выданного ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области»).

4.2.2 Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «Варианте №1»

В связи с тем, источники шумового воздействия на период строительства и эксплуатации проектируемых объектов по альтернативным «Варианту №1» и «Варианту №2» аналогичны, Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности, представлена в п. 4.2.3 «Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «Варианте №2».

4.2.3 Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «Варианте №2»

4.2.3.1 Период строительства по альтернативному «Варианту № 2»

В процессе строительства работающая техника и движущиеся транспортные средства создают временное шумовое воздействие на окружающую среду, ограниченное периодом строительства.

При оценке акустического воздействия строительства проектируемых объектов в качестве расчетной площадки принята часть земельного участка отведённого под строительство напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН.

Результат	аналогичны, Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности, представлена в п. 4.2.3 «Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «Варианте №2».					
	4.2.3 Оценка шумового воздействия хозяйственной деятельности при «Варианте №2»					
Подпись и дата	4.2.3.1 Период строительства по альтернативному «Варианту № 2»					
	В процессе строительства работающая техника и движущиеся транспортные средства создают временное шумовое воздействие на окружающую среду, ограниченное периодом строительства.					
Имя, № подписи	При оценке акустического воздействия строительства проектируемых объектов в качестве расчетной площадки принята часть земельного участка отведённого под строительство напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН.					
	0261-01-00-ОВОС1					
Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата						Лист 357

Эквивалентный и максимальный уровни звука от строительной техники (экскаватор, бульдозер, компрессор) приняты на основании протоколов замера шума, аналогичной техники (Приложение И1, ОВОС 2.2).

Автотранспорт предприятия	Эквивалентный уровень звука (L _{Аэкв.}), дБА	Максимальный уровень звукового давления, дБА (на расстоянии 7,5 м)
Грузовой а/транспорт		
- кран автомобильный на шасси КамАЗ;	68*	89**
- автомобиль бортовой ЗИЛ		88**
- экскаватор	76	86
- бульдозер	65	74
- компрессор передвижной	69	80
- дизельная электростанция	69***	

***-СТО ГАЗПРОМ 2-3,5-041-2005 Таблица 13

Таблица 4.2.2

Таким образом, расчет уровня шума для максимального количества используемой строительной техники при производстве работ составит на площадке строительства:

- для ИШ № 100 (работа автотранспорта и строительной техники): $89+2,5+2+1+1=94,5$ дБ.

В таблице 4.2.3 представлены сведения о шумовой характеристике в октавных полосах.

Таблица 4.2.3 - Сведения о шумовой характеристике в октавных полосах

N ИШ	Объект	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La.экв	La.макс
		31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000			
100	Строительная техника	65,3	65,3	68,2	71,1	73,5	75,1	73,4	70,5	65,1	94,5	94,5	

Расчет уровня шума в период строительства проектируемых объектов проведен с учетом существующего оборудования УПН Байтуганского нефтяного месторождения.

Сведения о существующих источниках физического воздействия, расположенных на территории УПН Байтуганского нефтяного месторождения приняты согласно данным:

Проекта «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственного объекта – установка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения ООО БайТекс» (Санитарно-эпидемиологического заключения №63.СЦ.04.000.Т.001697.11.20 от 12.11.2020г. и экспертного заключения № 21216 от 30.10.20 г., выданного ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области»).

Согласно данной проектной документации, существующими источниками физического воздействия на атмосферный воздух на площадке УПН по шуму являются: насосное оборудование и оборудование, установленное на технологической площадке.

В таблице 4.2.4 представлены шумовые характеристики существующего оборудования на УПН Байтуганского нефтяного месторождения.

Таблица 4.2.4– Шумовые характеристики существующего оборудования на УПН Байтуганского нефтяного месторождения

N	Объект	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	La.экв
001	УОНС. Насосы	55.8	55.8	58.7	61.6	64.0	65.6	63.9	61.0	55.6	70.0
002	УОНС.Компрессор	84.8	84.8	87.7	90.6	93.0	94.6	92.9	90.0	84.6	99.0
003	УОНС. Холодильная установка	67.8	67.8	70.7	73.6	76.0	77.6	75.9	73.0	67.6	82.0
004	Насосная внутрипарковой перекачки. Насосы	80.8	80.8	83.7	86.6	89.0	90.6	88.9	86.0	80.6	95.0
005	Технологическая насосная. Насосы	80.8	80.8	83.7	86.6	89.0	90.6	88.9	86.0	80.6	95.0
006	Технологическая насосная. Насосы	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
007	Путевой подогреватель ПП-1,6	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
008	Путевой подогреватель ПП-0,63	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
009	Путевой подогреватель ПП-1,6	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
010	Путевой подогреватель ПП-1,6	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
011	Площадка СДУ высокого давления. Насосы	82.8	82.8	85.7	88.6	91.0	92.6	90.9	88.0	82.6	97.0
012	Площадка СДУ низкого давления. Насосы	82.8	82.8	85.7	88.6	91.0	92.6	90.9	88.0	82.6	97.0
013	Площадка блока реагентов БР-1,2. Насосы	77.8	77.8	80.7	83.6	86.0	87.6	85.9	83.0	77.6	92.0
014	Насосная очистных сооружений, пластовых и дождевых сточных вод. Насосы	77.8	77.8	80.7	83.6	86.0	87.6	85.9	83.0	77.6	92.0

Результат

Подпись

Имя, № документа

0261-01-00-ОВОС I

Лист

359

015	Площадка дренажных емкостей очистных сооружений и блока дозирования реагента. Насосы	82.8	82.8	85.7	88.6	91.0	92.6	90.9	88.0	82.6	97.0
016	Противопожарная насосная. Насосы	77.8	77.8	80.7	83.6	86.0	87.6	85.9	83.0	77.6	92.0
017	Газотурбинная установка KG2-3E. Выходной тракт с глушителем	74.2	74.2	73.1	68.2	66.2	62.7	58.2	53.2	43.2	68.1
018	Газотурбинная установка KG2-3E	84.8	84.8	87.7	90.6	93.0	94.6	92.9	90.0	84.6	99.0
019	Газотурбинная установка KG2-3 E. Насос	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0

Разложение суммарного уровня звукового давления в октавных полосах и значение суммарного уровня было проведено по программе «Эколог-Шум», Версия 2.4.3.5646.

Режим эксплуатации – круглосуточно. Шум-постоянный.

Параметры расчета:

1. Система координат

Руководствуясь требованием п. 14 Постановления Правительства РФ № 222 от 03.08.2018 г., в настоящем проекте принята система координат, используемая для ведения Единого государственного реестра недвижимости - **МСК-63 (2 зона)**.

2. Описание расчетной площадки

Сведения о расчетной площадке представлены в таблице 4.2.5.

Таблица 4.2.5 - Сведения о расчетной площадке

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота подъема (м)	Шаг сетки (м)	
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)			X	Y
002	Расчетная площадка	2318341.20	490460.90	2325435.70	490460.90	4992.40	1.50	20.00	20.00

3. Шаг расчетной сетки принят согласно п.7.5 ГОСТ Р 56394-2015 -**20 м**.

4. Расчетные точки из расчета рассеивания:

Расчетные точки приняты на границе существующих СЗЗ, ближайшего населенного пункта.

Высота расчетных точек принята в соответствии с требованиями п. 6.1 ГОСТ 23337-2014 «Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий» - 1,5 м над уровнем поверхности территории.

Таблица 4.2.6 – Расчетные точки

N	Объект	Координаты точки			Тип точки
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	
32	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2320494.38	491071.53	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
33	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2320733.90	491385.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
34	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2321086.00	491319.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
35	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2321500.10	491243.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
36	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2321692.02	490954.79	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							360

37	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	2321332.21	490675.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
38	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	2321151.56	490499.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
39	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	2320913.60	490678.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
40	с. Бакаево	2323829.80	492052.20	1.50	Расчетная точка на границе жилой зоны
65	единая СЗЗ Оренбургская область	2319971.80	492847.60	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
66	единая СЗЗ Оренбургская область	2320719.20	492584.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
67	единая СЗЗ Оренбургская область	2320234.50	492030.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
68	единая СЗЗ Оренбургская область	2319738.20	491446.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
69	единая СЗЗ Оренбургская область	2319434.60	491960.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
70	единая СЗЗ Оренбургская область	2318856.50	491516.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
71	единая СЗЗ Оренбургская область	2318389.40	492094.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
82	с. Бакаево	2324040.00	490407.00	1.50	Расчетная точка на границе жилой зоны

Ситуационный план с нанесением источников шума и расчетных точек, для анализа акустического воздействия производственных объектов в период строительства представлен в Графической части.

Расчет уровня шума, создаваемого передвижной строительной техникой проведен с применением программы «Эколог-Шум», Версия 2.5.0.4581, в соответствии с СП 51.13330.2011 «Защита от шума» (Актуализированная редакция СПиП 23-03-2003 (с Изменением № 1). (**Вариант расчета № 1**). Результаты расчета по программе «Эколог-Шум» представлены в Приложении ИЦ, ОВОС 2.2.

Нормирование акустического воздействия проводилось согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Согласно п. VIII., пп. 130, Постановления главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28 января 2021 года №3 Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому

Результат	№
Подп.	и.д.
Изм.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

361

водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий», в период с 7.00 до 23.00 часов в жилых помещениях допустимо превышение гигиенических нормативов уровней шума на 5 дБ.

Расчет шумового воздействия на период СМР проводится только в дневное время суток, поскольку работы будут проводиться днем в одну смену. Строительство в ночное время суток не допускается.

Результаты акустического расчета

Таблица 4.2.7 – Результаты расчета уровня звука в расчетных точках

Расчетная точка		Высота (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	La.экв	La.макс
N	Название												
	Нормативные значения, согласно СанПиН 1.2.3685-21 для территорий, прилегающих к зданиям жилых домов с 07.00 до 23.00		90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
С учетом п. VIII., пп. 130, СанПиН 2.1.3684-21												60	75
На границе СЗЗ													
32	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	30.7	30.7	33.4	35.9	37.8	38.3	33.1	16.6	0	41.20	65.10
33	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	31.9	31.9	34.6	37.2	39.1	39.8	35	20.4	0	42.70	66.60
34	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	35.9	35.9	38.7	41.4	43.5	44.5	40.9	30.8	0	47.70	71.30
35	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	33.1	33.1	35.8	38.4	40.4	41.2	36.9	24.2	0	44.20	66.60
36	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	31.8	31.8	34.4	36.9	38.9	39.6	34.9	22	0	42.50	64.00
37	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	1.50	35.5	35.4	37.9	40.3	42.4	43.4	39.6	29.6	7.2	46.50	68.00
38	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	1.50	32.4	32.4	35	37.6	39.5	40.2	35.6	21.4	0	43.10	66.10
39	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	1.50	34.7	34.6	37.4	40	42.1	43.1	39.1	27.6	0	46.10	69.60
65	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	19.7	19.5	21.7	23.2	23.7	21.6	5.3	0	0	24.70	48.10
66	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	22.1	22	24.4	26.2	27.2	26	14.1	0	0	28.70	52.50
67	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	23.8	23.7	26.2	28.3	29.5	28.7	18.9	0	0	31.40	55.30
68	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	23.3	23.1	25.6	27.6	28.8	27.9	17.5	0	0	30.50	54.50
69	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	20.7	20.5	22.9	24.5	25.2	23.5	9.9	0	0	26.40	50.10
70	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	19.2	18.9	21.1	22.6	22.9	20.6	0	0	0	23.70	47.20
71	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	17	16.7	18.8	19.9	19.7	16.2	0	0	0	20.10	42.80
На границе жилой зоны													
40	с. Бакаево	1.50	17.1	16.8	18.8	19.9	19.7	16.3	0	0	0	20.10	42.30
82		1.50	16.9	16.7	18.6	19.6	19.4	15.8	0	0	0	19.70	41.80

Результат №

Подпись

Имя, №, подпись

0261-01-00-ОВОС1

Лист

362

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Анализ полученных данных

Значение эквивалентного уровня шума на границе СЗЗ существующих объектов составляет от 20.10 до 47.70 дБА, на границе с. Бакаево от 19.70 до 20.10 дБА, что не превышает ПДУ шума для времени суток с 7 ч. до 23 ч. (55 дБА), максимальный уровень звука составил на границе существующих СЗЗ от 42.80 дБА до 71.30 дБА, на границе с. Бакаево – от 41.80 до 42.30 дБА, что не превышает ПДУ шума для времени суток с 7 ч до 23 ч (70 -75 дБА), установленных в СанПиН 1.2.3685-21.

При эксплуатации машин, а также при организации рабочих мест для устранения вредного воздействия на работающих повышенного уровня шума, следует применять:

- технические средства (уменьшение шума машин в источнике его образования; применение технологических процессов, при которых уровни звука на рабочих местах не превышают допустимые и т.д.);
- средства индивидуальной защиты (таблица 4.2.3.8);
- организационные мероприятия (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени воздействия шумовых факторов в рабочей зоне, лечебно-профилактические и другие мероприятия);
- зоны с уровнем звука более 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается;
- не допускается пребывание рабочих в зонах с уровнем звука выше 135 дБА;
- обязательный технический осмотр машин и механизмов, полученных с завода-изготовителя.

Таблица 4.2.8– Средства индивидуальной защиты от шума

Наименование, тип, вид, шифр и т.п.	ГОСТ на изготовление
Наушники противозумные ВЦНИИОТ-1 (снижение шума на 25 дБ)	ГОСТ 12.4.275-2014
Противозумовые вкладыши (Беруши) (снижение шума на 31 дБ)	ГОСТ 12.4.275-2014

4.2.1 Период эксплуатации по альтернативному «Варианту №2»

Расчет уровня шума в период эксплуатации проектируемых объектов проведен с учетом существующего оборудования УПН, ДНС-1 и ДНС-2 Байтуганского нефтяного месторождения.

Сведения о существующих источниках физического воздействия, расположенных на территории УПН Байтуганского нефтяного месторождения приняты согласно данным:

- «Проект изменения установленных границ и размеров санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Оренбургской области», Разработанного ООО «ОренбургНИПИнефть», 2022 г (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ООО «Экспертный центр Эра» №1087-403 от 17 мая 2022 г. и Санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора по Оренбургской области №56.01.08.000.Т.000843.06.22 от 15.06.2022 г.);

- «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственных объектов ООО «БайТекс» - Промышленные объекты Байтуганского месторождения, расположенные на территории Самарской области», разработанного ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды, 2020 г. (Экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы ФБУЗ Центр гигиены и эпидемиологии в

Резерв

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

363

Самарской области» №26730 от 25.12.2020 г.; Санитарно-эпидемиологическое заключение №63.СЦ.04.000.Т.000013.01.21 от 18.01.2021 г. Решение Управления Роспотребнадзора по Самарской области №2 от 19.01.2021 г.);

- «Проект обоснования границ и размера санитарно-защитной зоны производственного объекта – установка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения ООО БайТекс» (Санитарно-эпидемиологического заключения №63.СЦ.04.000.Т.001697.11.20 от 12.11.2020г. и экспертного заключения № 21216 от 30.10.20 г., выданного ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области»).

Согласно данной проектной документации, существующими источниками физического воздействия на атмосферный воздух на площадках УПН, ДНС-1, ДНС-2 по шуму являются: насосное оборудование и оборудование, установленное на технологических площадках, КТП.

Шумовые характеристики оборудования добывающих скважин приняты по результатам измерений акустического воздействия аналогичного оборудования, установленного на нефтяном месторождении Оренбургской области. Шумовые характеристики трансформаторной подстанции приняты согласно Каталогу продукции Минского электротехнического завода имени В.И. Козлова, (см Приложение И1, ОВОС 2.2).

Перевод уровней звука из дБА в дБ для постоянного источника шума производился согласно учебному пособию «Звукоизоляция и звукопоглощение» (под редакцией академика РААСН, профессора, доктора технических наук Г.Л. Осипова, изд-во "Астрель", Москва, 2004г. (табл. 16.5 на с. 295 и табл. 16.6 на с. 297)).

В таблице 4.2.9 представлены шумовые характеристики существующего оборудования на Байтуганском нефтяном месторождении.

Таблица 4.2.9– Шумовые характеристики существующего оборудования на Байтуганском нефтяном месторождении

N	Объект	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									Л.а.эк в
		31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
001	УОНС. Насосы	55.8	55.8	58.7	61.6	64.0	65.6	63.9	61.0	55.6	70.0
002	УОНС.Компрессор	84.8	84.8	87.7	90.6	93.0	94.6	92.9	90.0	84.6	99.0
003	УОНС. Холодильная установка	67.8	67.8	70.7	73.6	76.0	77.6	75.9	73.0	67.6	82.0
004	Насосная внутрипарковой перекачки. Насосы	80.8	80.8	83.7	86.6	89.0	90.6	88.9	86.0	80.6	95.0
005	Технологическая насосная. Насосы	80.8	80.8	83.7	86.6	89.0	90.6	88.9	86.0	80.6	95.0
006	Технологическая насосная. Насосы	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
007	Путевой подогреватель ПП-1,6	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
008	Путевой подогреватель ПП-0,63	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
009	Путевой подогреватель ПП-1,6	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
010	Путевой подогреватель ПП-1,6	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
011	Площадка СДУ высокого давления. Насосы	82.8	82.8	85.7	88.6	91.0	92.6	90.9	88.0	82.6	97.0
012	Площадка СДУ низкого давления. Насосы	82.8	82.8	85.7	88.6	91.0	92.6	90.9	88.0	82.6	97.0
013	Площадка блока реагентов БР-1,2. Насосы	77.8	77.8	80.7	83.6	86.0	87.6	85.9	83.0	77.6	92.0
014	Насосная очистных сооружений, пластовых и дождевых сточных вод. Насосы	77.8	77.8	80.7	83.6	86.0	87.6	85.9	83.0	77.6	92.0

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
364

015	Площадка дренажных емкостей очистных сооружений и блока дозирования реагента. Насосы	82.8	82.8	85.7	88.6	91.0	92.6	90.9	88.0	82.6	97.0
016	Противопожарная насосная. Насосы	77.8	77.8	80.7	83.6	86.0	87.6	85.9	83.0	77.6	92.0
017	Газотурбинная установка KG2-3E. Выходной тракт с глушителем	74.2	74.2	73.1	68.2	66.2	62.7	58.2	53.2	43.2	68.1
018	Газотурбинная установка KG2-3E	84.8	84.8	87.7	90.6	93.0	94.6	92.9	90.0	84.6	99.0
019	Газотурбинная установка KG2-3 E. Насос	65.8	65.8	68.7	71.6	74.0	75.6	73.9	71.0	65.6	80.0
020	Насос МНФ-1	70.8	70.8	73.7	76.6	79.0	80.6	78.9	76.0	70.6	85.0
021	Насос МНФ-2	70.8	70.8	73.7	76.6	79.0	80.6	78.9	76.0	70.6	85.0
022	Насос МНФ-3	70.8	70.8	73.7	76.6	79.0	80.6	78.9	76.0	70.6	85.0
023	КТП	53.8	53.8	56.7	59.6	62.0	63.6	61.9	59.0	53.6	68.0
024	МФН-1	70.8	70.8	73.7	76.6	79.0	80.6	78.9	76.0	70.6	85.0
025	МФН-2	70.8	70.8	73.7	76.6	79.0	80.6	78.9	76.0	70.6	85.0
026	МФН-3	70.8	70.8	73.7	76.6	79.0	80.6	78.9	76.0	70.6	85.0
027	КТП	53.8	53.8	56.7	59.6	62.0	63.6	61.9	59.0	53.6	68.0

Основные источники шума на период эксплуатации проектируемых объектов Степноозерского месторождения представлены в таблице 4.2.10.

Таблица 4.2.10 – Основные источники шума от проектируемых объектов

N	Объект	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									Л.э.к в
		31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
028	Оборудование скважины №590	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
029	Оборудование скважины №1738A	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
030	Оборудование скважины №1749	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
031	Оборудование скважины №420A	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
032	Оборудование скважины №429A	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
033	Оборудование скважины №1670A	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
034	Оборудование скважины №1748	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
035	Оборудование скважины №1750	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
036	Оборудование скважины №584A	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
037	Оборудование скважины №569	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
038	Оборудование скважины №1747	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
039	Оборудование скважины №1751	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
040	Оборудование скважины №1752	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
041	Оборудование скважины №562	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
042	Оборудование скважины №564	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
043	Оборудование скважины №1004	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
044	Оборудование скважины №571	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
045	Оборудование скважины №1007	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
046	Оборудование скважины №1014	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
047	Оборудование скважины №572н	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
048	Оборудование скважины №573	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
049	Оборудование скважины №575	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
050	Оборудование скважины №576	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
051	Оборудование скважины №565	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
052	Оборудование скважины №1019	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
053	Оборудование скважины №581	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
054	Оборудование скважины №1578	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0

Резонанс №

Подм и дата

Изм. № подл

0261-01-00-ОВОС1

Лист

365

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

055	Оборудование скважины №1024	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
056	Оборудование скважины №589	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
057	Оборудование скважины №1025	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
058	Оборудование скважины №437	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
059	Оборудование скважины №512н	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
060	Оборудование скважины №511	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
061	Оборудование скважины №510	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
062	Оборудование скважины №1717	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
063	Оборудование скважины №1044	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
064	Оборудование скважины №1222	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
065	Оборудование скважины №1203	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
066	Оборудование скважины №1721н	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
067	Оборудование скважины №1211	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
068	Оборудование скважины №1214	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
069	Оборудование скважины №1586	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
070	Оборудование скважины №809А	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
071	Оборудование скважины №1647	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
072	Оборудование скважины №1620	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
073	Оборудование скважины №1231	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
074	Оборудование скважины №1079	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
075	Оборудование скважины №554	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
076	Оборудование скважины №459н	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
077	Оборудование скважины №478	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
078	Оборудование скважины №1230	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
079	Оборудование скважины №1502	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
080	Оборудование скважины №1037	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
081	Оборудование скважины №1694н	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
082	Оборудование скважины №1599н	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
083	Оборудование скважины №499н	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
084	Оборудование скважины №499Ан	70.4	63.7	55.3	46.3	35.3	32.4	25.3	21.7	22.0	42.0
085	КТП 6/0.4 кВ, ТМГ-63	32.8	32.8	35.7	38.6	41.0	42.6	40.9	38.0	32.6	47.0
086	КТП 6/0.4 кВ, ТМГ-100	35.8	35.8	38.7	41.6	44.0	45.6	43.9	41.0	35.6	50.0
087	КТП 6/0.4 кВ, ТМГ-160	38.8	38.8	41.7	44.6	47.0	48.6	46.9	44.0	38.6	53.0
088	КТП 6/0.4 кВ, ТМГ-40	32.8	32.8	35.7	38.6	41.0	42.6	40.9	38.0	32.6	47.0

Параметры расчета:**Система координат**

Руководствуясь требованием п. 14 Постановления Правительства РФ № 222 от 03.08.2018 г., в настоящем проекте принята система координат, используемая для ведения Единого государственного реестра недвижимости - **МСК-63 (2 зона)**.

Шаг расчетной сетки принят согласно п.7.5 ГОСТ Р 56394-2015 -**20 м**.

Описание расчетной площадки

Сведения о расчетной площадке представлены в таблице 4.2.11.

Рези. ише №	03.08.2018 г., в настоящем проекте принята система координат, используемая для ведения Единого государственного реестра недвижимости - МСК-63 (2 зона).							
	Шаг расчетной сетки принят согласно п.7.5 ГОСТ Р 56394-2015 -20 м.							
Подп. и дата	Описание расчетной площадки							
	Сведения о расчетной площадке представлены в таблице 4.2.11.							
Ише № подл							0261-01-00-ОВОС I	Лист
								366
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 4.2.11 – Сведения о расчетной площадке

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота подъема (м)	Шаг сетки (м)	
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)			X	Y
001	Расчетная площадка	2316367.60	496953.20	2327534.90	496953.20	17000.00	1.50	20.00	20.00

Расчетные точки из расчета акустического воздействия:

Расчетные точки приняты на границе существующих СЗЗ, ближайших населенных пунктов.

Высота расчетных точек принята в соответствии с требованиями п. 6.1 ГОСТ 23337-2014 «Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий» - 1,5 м над уровнем поверхности территории.

Таблица 4.2.12 – Расчетные точки

N	Объект	Координаты точки			Тип точки
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	
001	единая СЗЗ-1 Самарская область	2321260.00	504963.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
002	единая СЗЗ-1 Самарская область	2318756.20	497609.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
003	единая СЗЗ-1 Самарская область	2319050.80	500088.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
004	единая СЗЗ-1 Самарская область	2320357.40	504026.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
017	СЗЗ-2 Самарская область	2320099.50	501901.90	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
018	СЗЗ-2 Самарская область	2320395.90	501630.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
019	СЗЗ-2 Самарская область	2320095.90	501295.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
020	СЗЗ-2 Самарская область	2319800.80	501623.60	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
021	СЗЗ-3 Самарская область	2317517.30	495909.90	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
022	СЗЗ-3 Самарская область	2317818.80	495620.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
023	СЗЗ-2 Самарская область	2317490.00	495320.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
024	СЗЗ-3 Самарская область	2317223.30	495625.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
025	СЗЗ-4 Самарская область	2317332.50	493332.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
026	СЗЗ-4 Самарская область	2317663.80	493044.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
027	СЗЗ-4 Самарская область	2317328.00	492751.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
028	СЗЗ-4 Самарская область	2317067.00	493045.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
029	н.п. Ерилкино	2320288.30	503819.90	1.50	Расчетная точка на границе жилой зоны
030	н.п. Березовая Поляна	2320115.00	499841.00	1.50	Расчетная точка на границе жилой зоны

Резонанс №

Подм. и. д. д. д. д.

Имя № подл.

0261-01-00-ОВОС I

Лист

367

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

031	н.п. Красный Яр	2316912.00	495641.50	1.50	Расчетная точка на границе жилой зоны
032	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2320494.38	491071.53	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
033	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2320733.90	491385.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
034	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2321086.00	491319.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
035	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2321500.10	491243.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
036	СЗЗ УПН "Байтуганская"	2321692.02	490954.79	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
037	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	2321332.21	490675.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
038	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	2321151.56	490499.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
039	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	2320913.60	490678.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
040	с. Бакаево	2323829.80	492052.20	1.50	Расчетная точка на границе жилой зоны
041	с. Староборискино	2325916.60	502103.10	1.50	Расчетная точка на границе жилой зоны
042	единая СЗЗ Оренбургская область	2322330.80	504866.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
043	единая СЗЗ Оренбургская область	2322609.70	504410.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
044	единая СЗЗ Оренбургская область	2322894.90	503908.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
045	единая СЗЗ Оренбургская область	2323416.80	503406.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
046	единая СЗЗ Оренбургская область	2323863.50	502631.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
047	единая СЗЗ Оренбургская область	2323615.30	502055.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
048	единая СЗЗ Оренбургская область	2323831.40	501384.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
049	единая СЗЗ Оренбургская область	2323665.00	500873.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
050	единая СЗЗ Оренбургская область	2323475.20	500309.90	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
051	единая СЗЗ Оренбургская область	2323398.10	499859.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
052	единая СЗЗ Оренбургская область	2323478.10	499355.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
053	единая СЗЗ Оренбургская область	2323321.10	498139.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
054	единая СЗЗ Оренбургская область	2323124.90	497669.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
055	единая СЗЗ Оренбургская область	2323000.80	496987.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
056	единая СЗЗ Оренбургская область	2322796.40	496549.60	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
057	единая СЗЗ Оренбургская область	2322657.70	495665.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
058	единая СЗЗ Оренбургская область	2322035.90	494526.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
059	единая СЗЗ Оренбургская область	2321136.70	494304.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
060	единая СЗЗ Оренбургская область	2321090.00	494932.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны

Результат

Подпись

Имя, №, подпись

0261-01-00-ОВОС1

Лист

368

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

	область				зоны
061	единая СЗЗ Оренбургская область	2320871.00	494219.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
062	единая СЗЗ Оренбургская область	2320853.50	493758.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
063	единая СЗЗ Оренбургская область	2320748.40	493092.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
064	единая СЗЗ Оренбургская область	2319965.90	493052.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
065	единая СЗЗ Оренбургская область	2319971.80	492847.60	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
066	единая СЗЗ Оренбургская область	2320719.20	492584.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
067	единая СЗЗ Оренбургская область	2320234.50	492030.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
068	единая СЗЗ Оренбургская область	2319738.20	491446.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
069	единая СЗЗ Оренбургская область	2319434.60	491960.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
070	единая СЗЗ Оренбургская область	2318856.50	491516.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
10	единая СЗЗ-1 Самарская область	2320001.00	500858.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
11	единая СЗЗ-1 Самарская область	2319662.30	498739.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
12	единая СЗЗ-1 Самарская область	2319948.40	499095.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
13	единая СЗЗ-1 Самарская область	2318920.70	498307.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
14	единая СЗЗ-1 Самарская область	2319323.60	497028.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
15	единая СЗЗ-1 Самарская область	2319008.30	496438.60	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
16	единая СЗЗ-1 Самарская область	2319528.00	495583.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
5	единая СЗЗ-1 Самарская область	2321752.70	504654.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
6	единая СЗЗ-1 Самарская область	2320650.10	503319.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
7	единая СЗЗ-1 Самарская область	2320508.90	502748.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
71	единая СЗЗ Оренбургская область	2318389.40	492094.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
72	единая СЗЗ Оренбургская область	2318267.90	492781.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
73	единая СЗЗ Оренбургская область	2317976.00	493248.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
74	единая СЗЗ Оренбургская область	2318128.80	494337.40	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
75	единая СЗЗ Оренбургская область	2318335.50	493632.90	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
76	единая СЗЗ Оренбургская область	2318370.60	494873.30	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
77	единая СЗЗ Оренбургская область	2318515.10	494676.20	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
78	единая СЗЗ Оренбургская область	2317980.90	494998.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
79	единая СЗЗ Оренбургская область	2317831.00	495251.80	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны

Результат

Подпись

Имя, № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

369

8	единая СЗЗ-1 Самарская область	2320174.70	502155.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
80	единая СЗЗ Оренбургская область	2317914.10	495899.10	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
81	единая СЗЗ Оренбургская область	2318606.00	496024.60	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
82	с. Бакаево	2324040.00	490407.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
9	единая СЗЗ-1 Самарская область	2320608.20	501477.70	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны

Ситуационный план с нанесением источников шума и расчетных точек на границе СЗЗ и населенных пунктов, для анализа акустического воздействия производственных объектов в период эксплуатации представлен в Графической части.

Расчет уровня шума, создаваемого в период эксплуатации проектируемых объектов проведен с применением программы «Эколог-Шум», Версия 2.5.0.4581, в соответствии с СП 51.13330.2011 «Защита от шума» (Актуализированная редакция СПиП 23-03-2003 (с Изменением № 1). (**Вариант расчета № 2**). Результаты расчета по программе «Эколог-Шум» представлены в Приложении ИЦ, ОВОС 2.2.

Нормы допустимого уровня шума на границе санитарно-защитной зоны рассматриваемых объектов и территорий, прилегающих к жилым зданиям, приняты согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Результаты расчета акустического воздействия представлены в таблице 4.2.13.

Таблица 4.2.13 – Результаты акустического расчета для периода эксплуатации

Расчетная точка		Высота (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Л _{э,кв}
N	Название											
Нормативные значения, согласно СанПиН 1.2.3685-21 для территорий, прилегающих к зданиям жилых домов с 07.00 до 23.00			90	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Нормативные значения, согласно СанПиН 1.2.3685-21 для территорий, прилегающих к зданиям жилых домов с 23.00 до 07.00			83	67	57	49	44	40	37	35	33	45
На границе СЗЗ												
001	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	29.1	21.9	14.1	11	11.4	10.2	0	0	0	12.80
002	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	28.5	21.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0.00
003	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	26.6	18.7	3	0	0	0	0	0	0	0.00
004	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	28.5	21.1	13.6	11.8	12.9	12	0	0	0	14.40
017	СЗЗ-2 Самарская область	1.50	27.1	18.7	9.5	7.5	8	5.9	0	0	0	8.40
018	СЗЗ-2 Самарская область	1.50	27.7	19.7	10.1	7.4	7.9	5.8	0	0	0	8.30
019	СЗЗ-2 Самарская область	1.50	27.9	19.9	7.5	5.3	5.4	0	0	0	0	2.20
020	СЗЗ-2 Самарская область	1.50	26.8	18.2	4	5.6	5.7	0	0	0	0	2.50
021	СЗЗ-3 Самарская область	1.50	28.4	21.1	6.7	0	0	0	0	0	0	0.00
022	СЗЗ-3 Самарская область	1.50	29.5	22.4	8.9	0	0	0	0	0	0	0.00
023	СЗЗ-2 Самарская область	1.50	29.1	21.9	8.8	0	0	0	0	0	0	0.00
024	СЗЗ-3 Самарская область	1.50	28.1	20.8	6.7	0	0	0	0	0	0	0.00
025	СЗЗ-4 Самарская область	1.50	29.1	21.7	11.5	6.7	0	0	0	0	0	0.00
026	СЗЗ-4 Самарская область	1.50	30	22.9	12.6	8	6.7	0	0	0	0	3.50

						0261-01-00-ОВОС I		Лист
								370
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

027	СЗЗ-4 Самарская область	1.50	28.7	21.2	10.7	7.5	0.7	0	0	0	0	0.00
028	СЗЗ-4 Самарская область	1.50	28.2	20.6	9.4	5.3	0	0	0	0	0	0.00
032	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	32.3	26.4	24.2	26	27.6	27.8	21.1	0	0	30.40
033	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	32.7	27	25.1	27	28.7	29	22.8	0	0	31.70
034	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	32	28.1	28.9	31.3	33.3	34.1	29.7	15.8	0	37.10
035	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	31.9	29.3	31	33.6	35.7	36.7	32.9	22	0	39.80
036	СЗЗ УПН "Байтуганская"	1.50	31.3	28.9	30.7	33.3	35.3	36.3	32.4	21.3	0	39.40
037	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	1.50	33.8	32.6	34.4	36.6	38.7	39.8	36.6	28.3	7.2	43.20
038	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	1.50	30.6	27.7	29.2	31.6	33.6	34.4	30.1	17.5	0	37.40
039	Расчетная точка на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	1.50	31	27.8	29.1	31.6	33.6	34.4	30.2	17.9	0	37.40
042	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	28.9	21.6	13.6	10.3	11.3	10.1	0	0	0	12.60
043	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	31.6	24.6	16.6	12.6	12.9	12.1	0	0	0	14.70
044	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	32.4	25.4	17.5	13.1	13.3	12.5	0	0	0	15.10
045	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	29.9	22.6	14.5	9.4	10.2	8.7	0	0	0	11.30
046	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	31.7	24.6	15.9	9.2	6.7	0	0	0	0	5.30
047	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	35.4	28.4	19.8	11.8	6.5	0	0	0	0	9.20
048	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	28.9	21.3	10.7	0	0	0	0	0	0	0.00
049	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	28	20.3	7.7	0	0	0	0	0	0	0.00
050	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	28	20.5	7.1	0	0	0	0	0	0	0.00
051	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	28.7	21.2	7.6	5.2	5.3	0	0	0	0	2.10
052	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	29.4	22.1	11.1	7.3	7.7	5.6	0	0	0	8.10
053	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	32.5	25.6	17	14.4	15.8	15.5	7.2	0	0	18.20
054	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	39.6	32.9	24.8	19.9	21	21.5	15.8	0	0	24.40
055	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	36.9	30.1	22.5	20	21.6	22.1	16.7	0	0	25.00
056	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	41.2	34.4	26	18.5	18	18.1	11.1	0	0	21.50
057	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	41	34.2	25.7	16.7	10.6	9.2	0	0	0	15.70
058	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	36.9	30	21.2	12.2	8.9	0	0	0	0	10.70
059	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	40.5	33.7	25.1	16.3	10.2	0.8	0	0	0	14.30
060	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	41	34.3	25.7	16.3	8.3	0	0	0	0	14.20
061	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	40	33.3	24.6	15.9	10.4	5.2	0	0	0	14.40
062	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	42	35.3	26.7	18.3	13.1	9.2	0	0	0	16.90
063	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	38.6	31.8	23.4	17.2	15.9	13.7	0	0	0	17.70
064	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	37.5	30.7	22.3	15.7	14.4	11.6	0	0	0	16.00
065	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	36.1	29.3	21	15.9	15.3	12.9	0	0	0	16.70
066	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	34.7	27.9	20.5	18.3	19.3	17.6	0.1	0	0	20.50
067	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	39.6	32.9	25	21	20.9	19.8	8.4	0	0	22.90
068	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	37.5	30.7	23.1	19.8	20	18.5	5.8	0	0	21.60
069	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	36.9	30.1	21.9	17.3	16.6	14.4	0	0	0	18.00
070	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	31.5	24.6	16.5	14.2	14.4	11.6	0	0	0	15.10
10	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	29.1	21.7	10.6	1.2	0	0	0	0	0	0.00
11	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	28.4	21.1	0.7	0	0	0	0	0	0	0.00
12	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	28.5	21.2	3.1	0	0	0	0	0	0	0.00
13	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	27.8	20.4	0	0	0	0	0	0	0	0.00
14	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	30.5	23.4	8.2	0	0	0	0	0	0	0.00
15	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	30.8	23.8	9.3	0	0	0	0	0	0	0.00
16	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	33.5	26.6	16.3	0.5	0	0	0	0	0	3.30
5	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	34.1	27.2	19.2	14.2	14.2	13.6	0	0	0	16.20
6	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	34.4	27.5	19.8	16.3	16.9	16.8	9.2	0	0	19.70
7	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	29.1	21.5	14.1	12.7	14	13.3	0	0	0	15.60
71	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	31.6	24.7	15.8	12	11.3	7.4	0	0	0	11.50
72	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	33.2	26.3	17.4	11.3	9.4	0	0	0	0	9.20
73	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	31.3	24.3	14.3	8.5	7.3	0	0	0	0	4.10
74	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	34.8	28	18.6	9.7	0	0	0	0	0	6.60
75	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	33.5	26.6	17.1	9.5	7.4	0	0	0	0	8.00
76	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	33.9	27.1	16.8	5.8	0	0	0	0	0	3.80
77	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	36.4	29.6	20.4	11.4	0	0	0	0	0	8.30
78	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	31.4	24.4	13.1	0	0	0	0	0	0	0.00
79	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	30.2	23.2	10.7	0	0	0	0	0	0	0.00
8	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	27.2	18.8	10.2	8.7	9.4	7.7	0	0	0	10.00
80	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	29.2	22.2	7.9	0	0	0	0	0	0	0.00
81	единая СЗЗ Оренбургская область	1.50	30.5	23.5	9.6	0	0	0	0	0	0	0.00
9	единая СЗЗ-1 Самарская область	1.50	28.2	20.3	10.6	7.3	7.8	5.7	0	0	0	8.20
На границе жилой зоны												
029	н.п. Ерилкино	1.50	28.7	21.3	13.9	11.9	13	12.2	0	0	0	14.50
030	н.п. Березовая Поляна	1.50	29.1	21.9	9.3	0	0	0	0	0	0	0.00
031	н.п. Красный Яр	1.50	27.4	19.9	0	0	0	0	0	0	0	0.00
040	с. Бакаево	1.50	27.1	20	12	13.2	13.1	10	0	0	0	13.50
041	с. Староборискино	1.50	24.2	14.5	0	0	0	0	0	0	0	0.00
82	с. Бакаево	1.50	24.8	16.2	11.9	13.1	13	9.8	0	0	0	13.40

Резан или №	
Подм и дпт	
Или № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

371

Анализ полученных данных

Результаты акустического расчета по Варианту № 2 показали, что наибольшее значение эквивалентного уровня шума на границе существующих СЗЗ скважин IX очереди, существующей СЗЗ УПН Байтуганского месторождения, ближайших жилых зонах не превышает ПДУ шума для времени суток с 7 ч до 23 ч (55 дБА) и с 23 ч до 7 ч (45 дБА), установленных СанПиН 1.2.3685-21.

Результаты акустического расчета по Варианту № 2 показали, что наибольшее значение эквивалентного уровня шума на границе СЗЗ проектируемых объектов, составляет до 19,7 дБА в РТ-6 (Единая СЗЗ-1 Самарская область), до 25,0 дБА в РТ- 55 (Единая СЗЗ Оренбургская область).

на границе ближайших населенных пунктов:

- 14,5 дБА в РТ-29 (н.п. Ерилкино),
- от 13,4 до 13,5 дБА в РТ- 82, 40 (с. Бакаево);

- 0 дБА в РТ- 30, 31, 41 (с. Березовая Поляна, Красный Яр, Староборискино), что не превышает ПДУ шума для времени суток с 7 ч до 23 ч (55 дБА) и с 23 ч до 7 ч (45 дБА), установленных СанПиН 1.2.3685-21.

4.3 Оценка воздействия вибрации проектируемых объектов в период эксплуатации и строительства

К прочим факторам негативного воздействия относится:

- воздействие электромагнитного излучения промышленной частоты 50 Гц;
- инфразвук;
- ионизирующее излучение;
- вибрационное воздействие;
- тепловое излучение.

Источники электромагнитного излучения промышленной частоты 50 Гц

Электроснабжение существующих и проектируемых потребителей Байтуганского нефтяного месторождения осуществляется от двух подстанций п/ст 36/5 кВ «Байтуган-1» и п/ст 35/6 кВ «Байтуган-2».

В рамках данного проекта предусмотрена установка четырех комплексных трансформаторных подстанций КТП-6/04 с трансформаторами мощностью 40 кВА, 63 кВА, 100 кВА, 160 кВА. В товарном виде КТП представляет собой блочно-модульную завершенную конструкцию.

Режим работы – непрерывный круглогодичный с фиксированной остановкой для проведения планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (не более 10 суток). Расчетный срок эксплуатации – не менее 25 лет.

Трансформаторы ТГМ-40, ТМГ-63, ТМГ-100 и ТМГ-160 являются источником электромагнитного излучения (ЭМИ) промышленной частоты 50 Гц.

Допустимые значения напряженности электрического поля для рабочих мест указаны в СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» (утв. Постановлением от 21.06.2016 г. № 81 главного государственного врача РФ). Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля 50 Гц на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. Допустимые значения напряженности электрического поля для жилых домов и территории жилой застройки приведены в СанПиН 2.1.2.2645-10 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях». Напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц в жилых помещениях (на расстоянии от 0,2 м от стен и окон и на высоте 0,5–1,8 м от пола) не должна превышать 0,5 кВ/м. Напряженность электрического

Результаты		Трансформаторы ТГМ-40, ТМГ-63, ТМГ-100 и ТМГ-160 являются источником электромагнитного излучения (ЭМИ) промышленной частоты 50 Гц.					
		Допустимые значения напряженности электрического поля для рабочих мест указаны в СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» (утв. Постановлением от 21.06.2016 г. № 81 главного государственного врача РФ). Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля 50 Гц на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. Допустимые значения напряженности электрического поля для жилых домов и территории жилой застройки приведены в СанПиН 2.1.2.2645-10 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях». Напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц в жилых помещениях (на расстоянии от 0,2 м от стен и окон и на высоте 0,5–1,8 м от пола) не должна превышать 0,5 кВ/м. Напряженность электрического					
Подп. и дата							
Изм. №	№ док.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							372

поля промышленной частоты 50 Гц на территории жилой застройки не должна превышать 1 кВ/м на высоте 1,8 м от поверхности земли.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, МУК 4.3.2491-09 «Гигиеническая оценка эклектических и магнитных полей промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях» и ГН 2.1.8/2.2.4.2262-07, объектами гигиенической оценки эклектического и магнитного поля промышленной частоты 50 Гц являются:

- рабочие места персонала, профессионально связанного с обслуживанием и эксплуатацией систем производства, передачи и распределения электроэнергии переменного тока промышленной частоты 50 Гц;
- рабочие места персонала, профессионально не связанного с обслуживанием и эксплуатацией систем производства передачи и распределения электроэнергии переменного тока промышленной частоты 50 Гц, но подвергающегося воздействию ЭМП ПЧ в процессе производственной деятельности;
- жилые и общественные здания и селитебные территории.

На территории промышленных площадок IX очереди постоянный обслуживающий персонал отсутствует, ближайший населенный пункт Красный Яр (в 1,9 км СЗ от проектируемой КТП расположенной на площадке скважин 1007 и 1203, в 0,2 км СЗ от проектируемой КТП расположенной на площадке скважины 1214), н.п. Бакаево (в 3,4 км. ЮВ от проектируемой КТП расположенной на площадке скв. 1620, 1502, 589, 437, АГЗУ-41), н.п. Березовая поляна (в 3,6 км. к СЗ от проектируемой КТП расположенной на площадке водозаборной скважины 6с).

Инфразвук

Инфразвук – акустические колебания с частотами ниже 22 Гц. Производственный инфразвук представляет собой часть механической энергии, генерируемой оборудованием при перемещении поверхностей больших размеров, мощных турбулентных потоков жидкостей и газов. В производстве источниками инфразвука являются компрессоры, кондиционеры, турбины, промышленные вентиляторы, вибрационные площадки, тяжелые машины с вращающимися частями, двигатели самолетов и вертолетов, дизельные двигатели судов и подводных лодок, а также наземные транспортные средства, со скоростью движения свыше 80 км. в час. На проектируемых объектах Байтуганского месторождения источники **инфразвука** отсутствуют, таким образом, оценка воздействия предприятия, как источника инфразвука, не проводилась.

Ионизирующее воздействие

Ионизирующие излучения – это электромагнитные излучения, которые создаются при радиоактивном распаде частиц, ядерных превращениях. Источниками ионизирующих излучений являются радиоактивные вещества, технические устройства (ядерные реакторы, ускорители заряженных частиц, рентгеновские установки и др.) и космическое пространство.

В проектируемые объекты Байтуганского нефтяного месторождения не входят источники ионизирующего воздействия, поэтому в настоящем проекте оценка воздействия проектируемых объектов как источников ионизирующего излучения не рассматривалась.

Вибрационное воздействие

К другим факторам физического загрязнения относится вибрация от проектируемого технологического оборудования и применяемой строительной техники.

Гигиеническая оценка постоянной и непостоянной вибрации, воздействующей на человека, должна производиться методом частотного (спектрального) анализа нормируемого параметра. При частотном (спектральном) анализе нормируемыми параметрами являются

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							373

средние квадратические значения виброскорости (v , м/с $\times 10^{-2}$) и виброускорения (a , м/с²) и их логарифмические уровни (L_v , L_a , дБ), измеряемые в 1/1 и 1/3 октавных полосах частот.

Вибрацию, возникающую при работе оборудования можно отнести:

- по способу передачи - к общей вибрации;
- по источнику возникновения вибрации - к общей вибрации 3 категории технологическая вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах стационарных машин или передающаяся на рабочие места, не имеющие источников вибрации).

Вибробезопасность труда на предприятии будет обеспечиваться:

- использованием технологического оборудования, имеющего гигиенические сертификаты и разрешения;
- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введением технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- поддержанием технического состояния машин, параметров технологических процессов и элементов производственной среды на уровне, предусмотренном нормативными документами, своевременным проведением планового и принудительного ремонта машин;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на рабочие места, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Для устранения вредного воздействия вибрации на работающих на стройплощадке следует предусматривать дополнительные меры виброзащиты - средства индивидуальной защиты.

Штанговые глубинные насосные установки и погружные центробежные насосы проектируемых добывающих скважин, у которых в качестве привода используются электродвигатели, могут являться источниками вибрации. Причины вибрации могут быть следующие:

- нарушение правил эксплуатации насоса;
- неправильная центровка с приводным механизмом (насосом);
- неудовлетворительное состояние (или некачественное изготовление);
- слабое крепление отдельных деталей насоса и электродвигателя.

Согласно графику технических осмотров оборудования скважин Байтуганского месторождения, плановая проверка насосного оборудования осуществляется не реже 1 раза в месяц, что предупреждает возникновение дефекта в работе насосного оборудования.

Вибрация насосов гасится фундаментом. Площадки скважин запроектированы с покрытием из монолитного бетона В15F150W4 толщиной 100 мм по основанию из уплотненного щебня ГОСТ 8267-934 (толщиной 240 мм).

На основании вышеизложенного, оценка воздействия вибраций от насосов ШГН и ЭЦН на окружающую среду не рассматривались.

Тепловое излучение

Тепловое излучение - вид переноса тепловой энергии. Оценка теплового излучения оборудования осуществляется для определения показателя напряженности трудового процесса и контроля микроклимата на рабочих местах в производственных помещениях (п. 27 СанПиН 1.2.3685-21). Источником теплового излучения отсутствуют, поэтому в настоящем проекте оценка воздействия проектируемых объектов как источников ионизирующего излучения не рассматривалась.

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							374

4.4 Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы

4.4.1 Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы при «нулевом варианте»

По альтернативному «нулевому варианту» воздействие на почвенный покров и земельные ресурсы оказывается в пределах существующих промышленных площадок Байтуганского месторождения.

4.4.2 Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы при «Варианте №1» и «Варианте №2»

Воздействие на почвенный покров по альтернативным вариантам №1 и №2 аналогичны и приводятся ниже.

4.4.2.1 Оценка воздействия на почвенный покров

В период строительства

Технологические площадки проектируемых скважин и площадок АГЗУ предполагаются к размещению в границах существующих кустовых площадок скважин Байтуганского месторождения.

Укладка проектируемых линейных сооружений (трубопроводов, водоводов, кабельных линий) предусматривается в спроектированные траншеи на нормативную глубину.

Выбор трасс и проектные решения по строительству линейных сооружений приняты на основании результатов инженерных изысканий. При этом учитывались инженерно-геологические условия, рельеф местности, грунтовые условия, схема существующих инженерных коммуникаций.

- По категории земельных участков, район проектируемых работ относится к:
- землям промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения;
 - земли государственного лесного фонда;
 - земли сельскохозяйственного назначения;
 - земли неустановленной категории.

Основное воздействие на почвенный покров связано с производством подготовительных земляных работ, включающих в себя выемку и перемещение грунта, планировку, временные переезды. Воздействию подвергнется территория только в пределах зоны проведения работ.

Воздействие планируемых проектных решений на состояние земельных и почвенных ресурсов выражается, прежде всего, в:

- изъятии земель в краткосрочную аренду на период строительства;
- механическом нарушении земель, почвенного слоя и растительного покрова в результате снятия плодородного слоя почвы, а также движения большегрузной гусеничной и колёсной техники;
- уплотнение почвы из-за движения автотранспорта, строительной техники и других механизмов;
- нарушении естественных геологических условий территории;

Резерв	№
Подп.	и
Изм.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							375

- перераспределение поверхностного стока и возможное создание локальных зон затопления или заболачивания территории;
- в возможном химическом загрязнении утечками ГСМ, отходами и строительным мусором;
- изменении условий поверхностного стока в результате планировочных работ.

Общая площадь нарушаемых земель равна площади земель требуемой для реализации намечаемой хозяйственной деятельности - 1 532 221 кв.м.

На территории существующих кустовых площадок скважин плодородный слой отсутствует, почвенный покров представлен техногенными грунтами, изредка покрытыми сорной растительностью.

Согласно результатам инженерно-экологических изысканий, почвенный покров на участках размещения линейных объектов (трубопроводов, кабельных линий, линий ВЛ) соответствует требованиям п. 2.1 ГОСТ 17.5.3.06-85, и подлежит снятию на глубину 0,3 м. Снимаемый плодородный слой почвы складывается во временный отвал ПСП, расположенный вдоль строительной полосы (см. раздел 0261-01-00-ПОС, Лист 4 «Схема строительной полосы»). Размещение плодородного слоя почвы осуществляется в пределах полосы отвода под линейные объекты.

Ведомость срезки плодородного слоя почвы представлена согласно разделу «Проект рекультивации земель» (ООС3, ООС4, ООС5) в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Ведомость срезки плодородного слоя почвы

Наименование работ	Объемы работ		
	Клявлинский район Самарской области	Камышлинский район Самарской области	Северный район Оренбургской области
Срезка ПСП бульдозером мощностью 59(80) кВт (л.с.), м3	571,05	2504,16	2526,16
Нанесение ПСП во временный отвал на территории временного отвода, м3	571,05	2504,16	2526,16
Обратное нанесение ПСП бульдозером мощностью 96(130) кВт(л.с.), м3	571,05	2504,16	2526,16
Нанесение ПСП на участки малопродуктивных угодий временного отвода бульдозером мощностью 96(130) кВт(л.с.), м3	-	-	-
Грубая планировка нанесенного грунта, м2	1903,5	8347,2	8420,52
Чистовая планировка, м2	9020	100772	49105,00

После укладки инженерных коммуникаций в траншею, производится обратная засыпка траншеи минеральным грунтом, проводятся работы по выравниванию ям, рытвин, образующихся в процессе строительства, вертикальной планировке территории и обратному

Резонанс №	
Подпись	
Имя № подл	

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							376
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

возвращению плодородного слоя почвы для проведения биологического этапа восстановления нарушенных земель.

В случае неупорядоченного движения строительной и транспортной техники возможно нарушение и механическое повреждение почвенного покрова за пределами отведенных участков.

Техногенное химическое воздействие на почво-грунты возможно на всех стадиях хозяйственной деятельности – в строительный период, в период эксплуатации, в период демонтажа оборудования и сооружений, проведения рекультивации нарушенных земель.

Загрязнение почво-грунтов сопровождается ухудшением водно-физических и химических свойств почв, снижением их биологической активности и плодородия.

- Причинами поступления загрязняющих веществ в почво-грунты могут быть:
- аварийные разливы на поверхности земли ГСМ;
 - аккумуляция загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу в составе выбросов при работе транспортных средств и специальной техники;
 - образование несанкционированных свалок мусора и отходов в период строительства объектов и сооружений.

Химическое загрязнение почв возможно только при несоблюдении технологического регламента и возникновении аварийных ситуаций.

Период эксплуатации

Проектом не предусматривается строительство сооружений, имеющих сбросы на рельеф. Проектными решениями предусмотрен сбор производственно-дождевых и талых сточных вод с технологических площадок скважин, ГР-1, площадок камер приема МКПУ очистных устройств. Предусмотренные проектом мероприятия по охране земельных ресурсов исключают возможность загрязнения почв, при безаварийном режиме эксплуатации

В составе загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух отсутствуют вещества, способные аккумулироваться в почве и носить накопительный характер негативного воздействия. При безаварийной эксплуатации проектируемых объектов, негативное воздействие на почвенный покров не прогнозируется.

Наибольшую опасность для почвенного покрова представляет вероятная аварийная ситуация, связанная с разгерметизацией **высоконапорных водоводов** и нефтепроводов.

В случае вероятной аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией высоконапорного водовода. Согласно данным таблицы 1.8 п. 1.4.2, в систему поддержания пластового давления подается пластовая вода от площадки УПН Байтуганского месторождения и от водозаборной скважины 6, характеризующаяся высоким содержанием солей и нефтепродуктов (не более 30 мг/л). При разгерметизации высоконапорного водовода в почву просачивается минерализованная вода и нефтепродукты. Проницаемость грунтов для пластовых вод значительно выше, чем для нефтепродуктов. Пластовые воды имеют большую активность и проникающую способность, чем нефтепродукты, однако принцип взаимодействия с грунтами такой же, как и у нефти. Минерализованные воды меняют состояние почвы, приводит к деградации биоценозов, причём скорость трансформации почвенного комплекса много выше, чем при разливах нефти, а самоочищение идёт медленнее. Минерализованные воды, попадающие на почву, приводят к изменению ее физико-химических свойств, снижению водопроницаемости, ухудшают азотный режим и нарушают корневое питание растений, из грунта вытесняется кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов, заметная потеря продуктивности загрязненных земель.

Описание возможной аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией высоконапорного водовода приведено в п. 4.13.1 данной книги. Результаты расчета показали, что при порыве наиболее протяжённого высоконапорного водовода от точки врезки в

Изм. №	Подп. и дата	Рез. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1			377

высоконапорный водовод «БГ-9 -скв. 409» до скв. №402 (L=1406,7м), площадь загрязнения составит 120,25м², объем загрязненного грунта 24,02м³.

В случае возникновения аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией нефтепровода, происходит загрязнение почвы нефтью. Площадь загрязнения и глубина проникновения нефти в грунт зависят от технологических параметров трубопровода (протяженность, диаметр), времени перекрытия отключающих запорных арматур для остановки транспорта нефти, а также скорости реагирования аварийно-спасательной службы для ликвидации последствий аварии. Наихудший сценарий аварийной ситуации, связанный с разгерметизацией наиболее протяжённого напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (L=6 091,7м, Ø273 х 8мм) рассмотрен в п. 4.13.1 данной книги. В результате полной разгерметизации нефтепровода, площадь загрязнения земель составит 6 533,3 м², масса загрязненного грунта составит 1208,67 т.

Загрязнение почвы нефтепродуктами влияет на весь комплекс морфологических, физических, физико-химических, биологических свойств почвы, определяющих ее плодородные и экологические функции. Под влиянием нефтепродуктов увеличивается количество водопрочных частиц почвы размером больше 10 мм, происходит агрегирование почвенных частиц, содержание глыбистых частиц увеличивается, а содержание агрономически ценных мелких частиц уменьшается. Почвы, насыщенные нефтепродуктами, теряют способность впитывать и удерживать влагу. Гидрофобные частицы нефтепродуктов затрудняют поступление влаги к корням растений, что приводит к их физиологическим изменениям. Изменение физических свойств почвы приводит к вытеснению воздуха нефтепродуктами, нарушению поступления воды, питательных веществ, что является главной причиной торможения развития роста растений и их гибели.

В химическом составе гумуса, загрязненного нефтепродуктами, происходят активные изменения.

Количество углерода в нем резко увеличивается, одновременно с ростом содержания привнесенного углерода происходит увеличение соотношения C:N (наиболее благоприятное от 10 до 20), в загрязненной почве отношение C:N колеблется от 50 до 400-420 в зависимости от количества привнесенного углерода и типа почвы. Это приводит к ухудшению азотного режима почвы и нарушению корневого питания растений.

Одновременно с ухудшением азотного режима происходит уменьшение содержания подвижных форм фосфора и калия. Продукты трансформации нефтепродуктов резко меняют состав углеродистых веществ из которых складывается почвенный гумус. Доля всех собственных компонентов гумуса уменьшается. В загрязненных нефтепродуктами почвах происходит изменение окислительно-восстановительных условий, увеличение подвижности гумусовых компонентов и ряда микроэлементов. Загрязнение почвы нефтепродуктами даже в незначительных количествах (0,15%) снижает урожай зерновых культур, снижается рост репродуктивных органов растений.

Понижение концентрации кислорода в почве способствует развитию анаэробных микроорганизмов, развитие аэробной микрофлоры затормаживается. Первоначально даже слабое загрязнение почвы нефтепродуктами приводит к снижению количества почвенных микроорганизмов. Восстановление численности наблюдается через несколько месяцев после загрязнения, в дальнейшем возможен даже некоторый рост численности микроорганизмов за счет использования углерода нефтепродуктов в качестве питательного вещества. Однако интенсивный рост микроорганизмов, усваивающих растворимые соединения, сильно обедняет почву соединениями азота и фосфора. Загрязнения почв нефтепродуктами создают новую экологическую обстановку с соответствующим числом организмов в почве. Общая особенность всех нефтезагрязненных почв - ограниченность видового и экологического разнообразия педобионтов. Происходит ухудшение автотрофной ассимиляции, замедление функциональной активности почвенных животных и ферментативной активности почв.

Изм. №	Подп. и дата	Рез. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1				378

Нефтепродукты вызывают массовую гибель почвенной мезофауны: наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефтепродуктов. После попадания на поверхность почвы жидкие нефтепродукты, в первую очередь, пропитывая почву, обволакивая корни, листья, стебли растений и проникая сквозь мембраны клеток, нарушают водно-воздушный баланс почв. Следствием нарушения водно-воздушного баланса является усиление эрозии почвы. Это, в свою очередь, приводит к ухудшению состояния растительности и падению продуктивности земель. Постепенное увеличение концентрации нефтепродуктов на поверхности почвы в совокупности с процессами испарения и разложения их легких фракций приводит к накоплению трудно разлагаемых углеводородов, таких как твердые парафины, циклические углеводороды, ароматические углеводороды, смолы и асфальтены, которые запечатывают поры почвенного покрова.

Восстановление загрязненных земель осуществляется рекультивацией. Для осуществления технологических мероприятий проведения работ по оздоровлению экологической обстановки и восстановлению загрязненных почв, отдельно разрабатываются «Проекты рекультивации загрязненных земель», с учетом степени загрязнения почвы.

В целом эксплуатация проектируемых объектов значительных изменений в состоянии территории не вызовет, при условии соблюдения проектных и технологических решений, проведения комплекса природоохранных мероприятий.

4.4.2.2 Оценка воздействия проектируемого объекта на земельные ресурсы

Масштабы оказываемого воздействия на земельные ресурсы, вызванные обустройством IX очереди Байтуганского месторождения, объективно могут быть оценены размерами территории, необходимой для осуществления строительства.

Потребная площадь земельных участков на период обустройства определена по чертежам данного проекта в соответствии с действующими нормами отвода земель.

Строительство объектов Байтуганского месторождения будет проводиться согласно акту выбора земельного участка из земель сельскохозяйственного назначения, находящегося на территории Северного района Оренбургской области, Клявлинского и Камышлинского районов Самарской области.

Отвод земель под строительство объектов обустройства Байтуганского месторождения нефти предусмотрен двух видов:

- во временное краткосрочное пользование на период строительства;
- в долгосрочное пользование на период эксплуатации.

Общий отвод земель по технологической схеме строительства объектов обустройства скважин Байтуганского нефтяного месторождения по всем видам угодий составляет – 1 532 221 кв.м, в том числе

отвод в долгосрочное пользование – 379 456 кв.м,
во временное – 1 522 765 кв.м.

Распределение отводимых земель по угодьям представлено в документации по планировке территории *по Оренбургской и по Самарской области*.

Камышлинский район Самарской области – общий отвод земель 111 757 кв.м.;
временный отвод – 100 789 кв.м., постоянный отвод – 10 968 кв.м;

Клявлинский район Самарской области – общий отвод земель 51 051 кв.м.;
временный отвод – 30 575 кв.м., постоянный отвод – 20 476 кв.м;

Северный район Оренбургской области – общий отвод земель 1 369 413 кв.м.;
временный отвод – 1 021 401 кв.м., постоянный отвод – 348 012 кв.м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							379

Ведомость отвода земельных участков, с указанием кадастровых номеров, категорией земельных участков, разрешённым видом использования и правом собственности представлена в таблице 4.4.2.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							380

Таблица 4.4.2 - Ведомость отвода земельных участков для размещения проектируемых объектов IX очереди обустройства Байтуганского нефтяного месторождения

Самарская область, Клявлинский район																		
№ П/п	Кадастровый номер земельного участка	Землепользов атель/ Вид права	Категория земель	Разрешенное использование	Наименования проектируемых объектов	Площадь временный отвод под объект, кв.м.					Площадь постоянный отвод под объект, кв.м.					Площадь коридора, временный отвод, кв.м.	Площадь коридора, постоянный отвод, кв.м.	ОБЩАЯ площадь отвода, кв.м. (коридор)
						Пашня, кв.м.	Пастбище, кв.м.	Сенокос , кв.м.	ГЛФ, кв.м.	Прочее, кв.м.	Пашня, кв.м.	Пастбище, кв.м.	Сенокос , кв.м.	ГЛФ, кв.м.	Прочее, кв.м.			
1	63:21:1106003:46	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	для строительства и дальнейшего размещения скважины № 1503	Площадка скважины №1717	—	—	—	—	—	—	—	—	—	773	—	773	773
2	63:21:1106003:19	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	Для размещения промышленных объектов	Площадка скважины №1717	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28	—	28	28
3	63:21:1106003:15	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	Для размещения промышленных объектов	Площадка скважины №584А	—	—	—	—	303	—	—	—	—	3598	303	3598	3901
					Выкидной трубопровод от скв №584А до АГЗУ-2													
4	63:21:1106003:21	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	Для размещения промышленных объектов	Выкидной трубопровод от скв №584А до АГЗУ-2	—	—	—	—	18	—	—	—	—	—	18	—	18

Инв. № подл.	Взам. инв.№	
	Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

5	63:21:1106003:12	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	Для размещения промышленных объектов	Выкидной трубопровод от скв №584А до АГЗУ-2	—	—	—	—	120	—	—	—	—	—	120	—	120
6	63:21:1106003:27	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	размещение производственн ых объектов (для размещения объектов капитального строительства, в том числе подземных, в целях добычи недр на Байтуганском месторождении нефти)	Площадка скважины №1514А	—	—	—	—	10	—	—	—	—	1851	10	1851	1861
7	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕНН ОСТИ 63:21:1106003	Земли Администрации и Клявлинского района Самарской области	Категория не установлена	Нет данных	Площадка скважины №1717 Выкидной трубопровод от скв №1717 до АГЗУ-1 Площадка скважины №584А Выкидной трубопровод от скв №584А до АГЗУ-2 Площадка скважины №1514А	—	—	—	—	20394	—	—	—	—	8542	20394	8542	28936
8	63:21:1106005:43	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	размещение производственн ых объектов (для размещения объектов капитального строительства, в том числе подземных, в целях добычи недр на Байтуганском месторождении нефти)	Площадка скважины №1024	—	—	—	—	8	—	—	—	—	4	8	4	12

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							382
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

388																			
9	63:21:0000000:19	ООО "БайТекс" Собственность	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	размещение производственных объектов (для размещения объектов капитального строительства, в том числе подземных, в целях добычи недр на Байтуганском месторождении нефти)	Площадка скважины №1024					702						3367	702	3367	4069
10	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 63:21:1106005	Земли Администрации и Клявлинского района Самарской области	Категория не установлена	Нет данных	Площадка скважины №1024	9020	—	—	—	—	2313	—	—	—	—	9020	2313	11333	
					Выкидной трубопровод от скв. №1024 до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.221д до АГЗУ-5														
Итого						9020	0	0	0	21555	2313	0	0	0	18163	30575	20476	51051	

Самарская область, Камышлинский район	

№ П/п	Кадастровый номер земельного участка	Землепользов атель/ Вид права	Категория земель	Разрешенное использование	Наименования проектируемых объектов	Площадь временный отвод под объект, кв.м.					Площадь постоянный отвод под объект, кв.м.					Площадь коридора, временный отвод, кв.м.	Площадь коридора, постоянный отвод, кв.м.	ОБЩАЯ площадь отвода, кв.м. (коридор)
						Пашн я, кв.м.	Пастбищ е, кв.м.	Сенокос с, кв.м.	ГЛФ, кв.м.	Прочее , кв.м.	Пашня, кв.м.	Пастбищ е, кв.м.	Сенокос с, кв.м.	ГЛФ, кв.м.	Прочее , кв.м.			
11	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕНН ОСТИ 63:20:0402002	Земли Администраци и Камышлинског о района Самарской области	Категория не установлена	Нет данных	Площадка скважины №421	—	—	—	7478	—	—	—	997	—	7478	997	8475	
					Высоконапорный водовод от т.вр.БГ-6- скв.1629- скв.421													
12	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕНН ОСТИ 63:20:0402003	Земли Администраци и Камышлинског о района Самарской области	Категория не установлена	Нет данных	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ №11 до УЗ №62	—	—	—	19026	—	—	—	9270	—	19026	9270	28296	
					Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ №25 до т.вр. в нефтегазосборны й трубопровод АГЗУ-11-УПН													
					Выкидной трубопровод от скважины №478 до АГЗУ-25													
					Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ №11 до УЗ №35													
					Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-11 до УПН													

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							383
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

																			389																										
					Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств,																																								
					Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска – приема очистных устройств																																								
13	63:20:0000000:469	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для выполнения работ по геологическому изучению недр, для разработки месторождения полезных ископаемых	Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств, Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска – приема очистных устройств	–	–	–	2156	–	–	–	–	10	–	2156	10	2166																											
14	63:20:0402003:15 63:20:0402003:23 63:20:0402003:42 63:20:0402003:91 63:20:0402003:37 63:20:0402003:92 63:20:0402003:15 63:20:0402003:32 63:20:0402003:26 63:20:0402003:45 63:20:0402003:46 63:20:0402003:62 63:20:0402003:90 63:20:0402003:141 63:20:0402003:142 63:20:0402003:143 63:20:0402003:144 63:20:0402003:145 63:20:0402003:146 63:20:0402003:147 63:20:0402003:148 63:20:0402003:149 63:20:0402003:182 63:20:0402003:183 63:20:0402003:184 63:20:0502001:47 63:20:0501002:44 63:20:0501002:15 63:20:0501002:54 63:20:0501002:16 63:20:0501002:25	ООО "БайТекс" Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	Для размещения промышленных объектов	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ №11 до УЗ №62 Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ №25 до т.вр. в нефтегазосборны й трубопровод АГЗУ-11-УПН Выкидной трубопровод от скважины №478 до АГЗУ-25 Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ №11 до УЗ №35	–	–	–	–	22804	–	–	–	–	270	22804	270	23074																											
																			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I											<table><tr><td>Лист</td></tr><tr><td>384</td></tr></table>	Лист	384
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																																								
Лист																																													
384																																													

390

	63:20:0501002:24 63:20:0501002:23 63:20:0501002:22 63:20:0501002:21 63:20:0501002:20 63:20:0501002:14 63:20:0501002:97 63:20:0502001:47 63:20:0501002:10 63:20:0501002:59 63:20:0501002:60 63:20:0501002:61 63:20:0501002:62 63:20:0501002:63 63:20:0501002:66 63:20:0501002:67 63:20:0501002:68 63:20:0501002:69 63:20:0501002:70 63:20:0501002:71 63:20:0401003:44 63:20:0501002:26 63:20:0501002:29 63:20:0501002:30 63:20:0501002:31 63:20:0501002:32 63:20:0501002:35 63:20:0501002:36 63:20:0501002:37 63:20:0501002:38 63:20:0501002:39 63:20:0501002:4 63:20:0501002:40 63:20:0501002:5 входят в ЕЗ 63:20:0000000:41				Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-11 до УПН														
				Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств,															
				Напорный нефтепровод от УЗ№5 до УПН															
				Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска – приема очистных устройств															
15	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕНН ОСТИ 63:20:0501002	Земли Администраци и Камышлинског о района Самарской области	Категория не установлена	Нет данных	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-11 до УПН	–	3089	–	–	–	–	1	–	–	–	–	3089	1	3090
					Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска – приема очистных устройств														
					Напорный нефтепровод от УЗ№5 до УПН														
16	63:20:0501002:110	Собственность, Сельское поселение Новое Усманово муниципальног о района Камышлински й Самарской области	Земли сельскохозяйственног о назначения	Для размещения объектов сельскохозяйстве нного назначения и сельскохозяйстве нных угодий	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-11 до УПН	–	16834	–	–	–	–	131	–	–	–	–	16834	131	16965
					Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска – приема очистных устройств														
					Напорный нефтепровод от УЗ№5 до УПН														

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист
385

																			392
22	63:20:0502001:77 входит в ЕЗ 63:20:0000000:58	Данные отсутствуют	Земли населённых пунктов	Для размещения объектов электросетевого комплекса ЛЭП 6 кВ	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-11 до УПН	–	–	–	–	4	–	–	–	–	–	4		4	
Итого						0	49308	0	28660	22821	0	421	0	10277	270	100789	10968	111757	
Оренбургская область, Северный район																			
№ П/п	Кадастровый номер земельного участка	Землепользов атель/ Вид права	Категория земель	Разрешенное использование	Наименования проектируемых объектов	Площадь временный отвод под объект, кв.м.					Площадь постоянный отвод под объект, кв.м.					Площадь коридора, временный отвод, кв.м.	Площадь коридора, постоянный отвод, кв.м.	ОБЩАЯ площадь отвода, кв.м. (коридор)	
						Пашн я, кв.м.	Пастбищ е, кв.м.	Сенокос, кв.м.	ГЛФ, кв.м.	Прочее , кв.м.	Пашня, кв.м.	Пастбищ е, кв.м.	Сенокос, кв.м.	ГЛФ, кв.м.	Прочее , кв.м.				
23	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕНН ОСТИ 56:28:1617008	Земли Администраци и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	Выкидной трубопровод от скважины №1717 до АГЗУ-1	–	379	–	–	–	–	1	–	–	–	379	1	380	
					Выкидной трубопровод от скважины №571 до АГЗУ-2А														
24	56:28:1617008:12	Собственность, ООО "БайТекс"	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иногo специального назначения	Под иными объектами специального назначения	Выкидной трубопровод от скважины №1717 до АГЗУ-1	–	–	–	–	10	–	–	–	–	–	10	–	10	
					Выкидной трубопровод от скважины №571 до АГЗУ-2А														
25	56:28:1617008:13	Собственность, Зарипов Ильгиз Талгатович	Земли сельскохозяйственног о назначения	для сельскохозяйствен ного производства	Выкидной трубопровод от скважины №1717 до АГЗУ-1	–	13081	–	–	–	–	6	–	–	–	13081	6	13087	
					Выкидной трубопровод от скважины №571 до АГЗУ-2А														
26	56:28:1617028:5	ООО "БайТекс", Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иногo специального назначения	Для размещения промышленных объектов	Выкидной трубопровод от скважины №571 до АГЗУ-2А	–	–	–	–	335	–	–	–	–	2	335	2	337	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№														0261-01-00-ОВОС I		Лист	
																			387
									Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Взам. инв.№	
	Подп. и дата	

394

32	56:28:0000000:8	ООО "БайТекс", Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	Для размещения промышленных объектов	• Площадка скважины №459н • Выкидной трубопровод от скважины №459н до АГЗУ-19 • Узел запорной арматуры с электрическим приводом • Узел запорной арматуры УЗ№7 в районе скв. 1625 • Узел запорной арматуры УЗ№6 в районе АГЗУ-13	—	—	—	—	163822	—	—	—	—	4686	163822	4686	168508
33	56:28:1617009:4	ООО "БайТекс", Аренда	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	Для размещения объектов нефтедобычи	Выкидной трубопровод от скважины №459н до АГЗУ-19	—	—	—	—	47	—	—	—	—	—	47	—	47
34	56:28:1619004:11	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	Для прочих объектов лесного хозяйства	Выкидной трубопровод от скважины №512Н до АГЗУ-21	—	—	—	13748	—	—	—	—	7083	—	13748	7083	20831
35	56:28:1619009:61	ООО "БайТекс", Аренда	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Площадка скважин №1222, №417	—	—	—	—	—	—	—	—	4	—	—	4	4
36	56:28:1617013:4	Земли Администрации и Северного района Оренбургской области	Земли сельскохозяйственн о назначения	Для сельскохозяйстве нного производства	Нефтегазосборны й трубопровод от: • АГЗУ №22 до ДНС-2 • АГЗУ №22 до УЗ №45 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2 Узел запорной арматуры УЗ №45А	—	6664	—	—	—	—	15	—	—	—	6664	15	6679
37	56:28:1617013:8	Земли Администрации и Северного района Оренбургской области	Земли сельскохозяйственн о назначения	для сельскохозяйстве нного производства	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ №22 до ДНС-2	—	11667	—	—	—	—	9	—	—	—	11667	9	11676

						0261-01-00-ОВОС I												Лист
																		389
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата													

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№

																		395
38	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1619005	Земли Администрации и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	• Выкидной трубопровод от скв. 518 до АГЗУ-6• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2• Узел запорной арматуры УЗ №46А• Узел запорной арматуры УЗ №47А• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ -20 от УЗ №47• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ -20 от УЗ №47А• Узел запорной арматуры УЗ №47• Высоконапорный водовод от т. врезки в высоконапорный водовод «скв.6с - скв.1715» до скв.486• Высоконапорный водовод от скв.6с до скв.1715• Выкидной трубопровод от скв. 499Ан до АГЗУ-20А • Выкидной трубопровод от скв. 499н до АГЗУ-20А • Выкидной трубопровод от скв. 1599н до АГЗУ-20А • Выкидной трубопровод от скв. 1059н до АГЗУ-20А • Выкидной трубопровод от скв. 1608 до АГЗУ-20А • Выкидной трубопровод от скв. 1716 до АГЗУ-20А • Выкидной трубопровод от скв. 1578 до АГЗУ-20• Выкидной трубопровод от скв.1231 до т.вр. в выкидной тр. от	—	—	—	4491	—	—	—	—	2161	—	4491	2161	6652
																0261-01-00-ОВОС I		Лист 390
										Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

																			396	
					скв. 1048 до АГЗУ-20• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ №48(Б) 1-я линия• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ №48(Б) 2-я линия• Выкидной трубопровод от скв. 821 до АГЗУ-20А• Выкидной трубопровод от скв. 1231 до т. вр. в выкидной тр. от скв. 1048 до АГЗУ-2															
39	56:28:1619005:59	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	Под иными объектами специального назначения	• Выкидной трубопровод от скв. 1578 до АГЗУ-20 • Выкидной трубопровод от скв. 518 до АГЗУ-6 • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ№48(Б) 1-я линия • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ№48(Б) 2-я линия • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2 • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до УЗ№45	—	—	—	29563	—	—	—	—	18006	—	29563	18006	47569		
40	56:28:1619005:63	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для строительства, реконструкции и эксплуатации линейных объектов	• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2 • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до УЗ№45	—	—	—	408	—	—	—	—	2	—	408	2	410		
41	56:28:1619005:57	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис"	Земли лесного фонда	для строительства, реконструкции и эксплуатации линейных объектов	• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2 • Узел запорной	—	—	—	15056	—	—	—	—	245	—	15056	245	15301		
															0261-01-00-ОВОС I				Лист	
																			391	
										Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

																			397	
		Аренда, ООО "БайТекс"			арматуры УЗ №47(А) • Узел запорной арматуры УЗ №47															
42	56:28:1619005:61	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2 • Узел запорной арматуры УЗ №46(А)	-	-	-	6011	-	-	-	-	26	-	6011	26	6037		
43	56:28:0000000:2476	Собственность, Территориальн ое управление Федерального агенства по управлениюгос ударственным имуществом в Оренбургской областиАренда , ООО "Байтуган Сервис"Аренда , ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст.25, 87 Лесного Кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ымрегламентом Северного лесничества	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ№48(Б) 1-я линия• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ№48(Б) 2-я линия• Высоконапорный водовод от т. врезки в высоконапорный водовод от скв.6с до скв.1715 до скв.486	-	-	-	3831	-	-	-	-	25921	-	3831	25921	29752		
44	56:28:0000000:2461	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ым регламентом Северного лесничества	Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	-	-	-	14745	-	-	-	-	24	-	14745	24	14769		
45	56:28:1619005:60	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	Для размещения лесной растительности	Выкидной трубопровод от скв. №518 до АГЗУ-6	-	-	-	3435	-	-	-	-	-	-	3435	-	3435		
46	56:28:0000000:2479	Собственность, Территориальн ое управление Федерального агенства по управлению государственн ым имуществом в Оренбургской области Аренда, ООО "Байтуган	Земли лесного фонда	в соответствии со ст.25, 87 Лесного Кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ым регламентом Северного лесничества	Выкидной трубопровод от скв. №518 до АГЗУ-6	-	-	-	6981	-	-	-	-	4607	-	6981	4607	11588		
																0261-01-00-ОВОС1				Лист
																				392
											Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

																			398																									
		Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"																																										
47	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕНН ОСТИ 56:28:1619007	Земли Администраци и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	• Узел запорной арматуры с электрическим приводом • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС- 2 • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-10А до УЗ№3 (2-я линия) • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-10А до УЗ№3 (1-я линия)	—	—	—	5000	—	—	—	—	1649	—	5000	1649	6649																										
48	56:28:0000000:2481	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	Для прочих объектов лесного хозяйства	• Выкидной трубопровод от скв. 464 на АГЗУ- 10А • Выкидной трубопровод от скв. 1242 до АГЗУ-10А • Выкидной трубопровод от скв. 810 на АГЗУ- 10А • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-10А до УЗ№3 (2-я линия) • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-10А до УЗ№3 (1-я линия) • Выкидной трубопровод от скв. 465 до АГЗУ- 10А • Выкидной трубопровод от скв. 1749 до АГЗУ-10А • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-49 до УЗ№3 • Напорный нефтепровод от УЗ№3 до УЗ№5 (1-я линия) • Напорный нефтепровод от УЗ№3 до УЗ№5 (2-я линия)	—	—	12749	—	—	—	—	18675	—	12749	18675	31424																											
																			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I												Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																																							
																			393																									

																			399
49	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕНН ОСТИ 56:28:1619010	Земли Администраци и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	• Узел запорной арматуры УЗ№6 в районе АГЗУ-13 • Узел запорной арматуры УЗ№8 в районе АГЗУ-13 • Узел запорной арматуры УЗ№10	—	—	—	134853	—	—	—	—	34292	—	134853	34292	169145	
50	56:28:0000000:2457	Собственность, Территориальн ое управление Федерального агенства по управлениюгос ударственным имуществом в Оренбургской областиАренда , ООО "Байтуган Сервис"Аренда , ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ымрегламентом Северного лесничества	• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-49 до УЗ№6• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-10А до УЗ№3 (1-я линия)• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-10А до УЗ№3 (2-я линия)	—	—	—	5027	—	—	—	—	9	—	5027	9	5036	
51	56:28:1619010:49	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ым регламентом Северного лесничества	• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-49 до УЗ№6 • Выкидной трубопровод от скв. 811 на АГЗУ- 13Б • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-13Б до УЗ№5	—	—	—	7543	—	—	—	—	14	—	7543	14	7557	
52	56:28:1619010:55	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ым регламентом Северного лесничества	• АГЗУ-13Б • Выкидной трубопровод от скв. 463н до АГЗУ-13Б • Выкидной трубопровод от скв. 1635н до АГЗУ-13Б • Выкидной трубопровод от скв. 462 на АГЗУ- 13Б • Выкидной трубопровод от скв. 572н до АГЗУ-13Б • Куст скважин 463н, 1635н, 462, 572н • Площадка скважины №544	—	—	—	35216	—	—	—	—	16581	—	35216	16581	51797	
												0261-01-00-ОВОС1						Лист	
																		394	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата														

																			400																								
53	56:28:1619010:54	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Узел запорной арматуры УЗ№9 в районе АГЗУ-18А • Выкидной трубопровод от скв. 1652 на АГЗУ-18А • Выкидной трубопровод от скв. №1751 до АГЗУ-18А • Выкидной трубопровод от скв. 1644 на АГЗУ-18А • Выкидной трубопровод от скв. 1645 на АГЗУ-18А • Выкидной трубопровод от скв. 1752 до АГЗУ-18А • Выкидной трубопровод от скв. №1708 на АГЗУ-18А	—	—	—	37929	—	—	—	—	14316	—	37929	14316	52245																									
54	56:28:1619010:51	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Выкидной трубопровод от скв. 581 до АГЗУ-50 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-50 на АГЗУ-13 (2 линии) • Выкидной трубопровод от скв. 1658 на АГЗУ-50 • Выкидной трубопровод от скв. 1019 до АГЗУ-50 • Выкидной трубопровод от скв. 573 до АГЗУ-50 • Выкидной трубопровод от скв. 1586 до АГЗУ-18 • Выкидной трубопровод от скв. 511 до АГЗУ-18	—	—	—	3699	—	—	—	—	4541	—	3699	4541	8240																									
																			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I											Лист 395
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																																						

																			401										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№	55	56:28:1619010:104	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-41 до УЗ №9 •Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-50 на АГЗУ-18 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-50 на АГЗУ-13	—	—	—	1924	—	—	—	—	12	—	1924	12	1936								
			56	56:28:1619010:53	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Выкидной трубопровод от скв. 1707 на АГЗУ-42 • Выкидной трубопровод от скв. 564 на АГЗУ-42 • Выкидной трубопровод от скв. 447 на АГЗУ-42 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-42 на УЗ №9 (2-е линии) • Выкидной трубопровод от скв. 510 до АГЗУ-42 • Выкидной трубопровод от скв. 562 до АГЗУ-42 • Выкидной трубопровод от скв. 1709 на АГЗУ-42	—	—	—	9576	—	—	—	—	24529	—	9576	24529	34105								
			57	56:28:1619010:48	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Выкидной трубопровод от скв. 1752 на АГЗУ-18А • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-42 на УЗ №9 (2-е линии) • Выкидной трубопровод от скв. №1708 на АГЗУ-18А • Выкидной трубопровод от скв. №511 на АГЗУ-18	—	—	—	6890	—	—	—	—	167	—	6890	167	7057								
			58	56:28:1619010:102	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-41 до УЗ №9 • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-41 на УЗ №10	—	—	—	8843	—	—	—	—	7	—	8843	7	8850								
																			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I				Лист
																													396

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

																			402																					
59	56:28:1619010:103	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Напорный нефтепровод от УЗ№5 до УПН	—	—	—	349	—	—	—	—	—	—	349	—	349																						
60	56:28:1619010:52	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ым регламентом Северного лесничества	• Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №35 до УПН	—	—	—	9879	—	—	—	—	12842	—	9879	12842	22721																						
61	56:28:0000000:2503	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ым регламентом Северного лесничества	• Выкидной трубопровод от скв. 1025 до АГЗУ-11 • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-11 до УПН • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-12 до УЗ №63	—	—	—	4225	—	—	—	—	3	—	4225	3	4228																						
62	56:28:0000000:2485	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственн ым регламентом Северного лесничества	• Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-11 до УПН • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-39 до УЗ №28 • Нефтегазосборны й трубопровод от УЗ №35 до УПН • Нефтегазосборны й трубопровод от АГЗУ-39 до УЗ №72 • Выкидной трубопровод от скв. 1657 до АГЗУ-39 • Выкидной трубопровод от скв. 1750 до АГЗУ-39 • Выкидной трубопровод от скв. 434 до АГЗУ-39 • Выкидной трубопровод от скв. 1647 до АГЗУ-39	—	—	—	17903	—	—	—	—	4289	—	17903	4289	22192																						
																			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">0261-01-00-ОВОС1</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>397</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>							0261-01-00-ОВОС1	Лист							397	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
						0261-01-00-ОВОС1	Лист																																	
							397																																	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																																			

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

																			403
63	56:28:0000000:2602	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Выкидной трубопровод от скв. 1657 до АГЗУ-39 • Выкидной трубопровод от скв. 1750 до АГЗУ-39 • Выкидной трубопровод от скв. 434 до АГЗУ-39 • Выкидной трубопровод от скв. 1647 до АГЗУ-39 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-39 до УЗ №28 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-39 до УЗ №72	–	–	–	7910	–	–	–	–	58	–	7910	58	7968	
64	56:28:0000000:2459	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис", ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-11 до УПН Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-47 до УЗ №74 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-33 до УЗ №73 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-14А до УЗ №73	–	–	–	19785	–	–	–	–	651	–	19785	651	20436	
65	56:28:0000000:2458	Собственность, Территориальное управление Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Оренбургской области Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного Кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-11 до УПН Нефтегазосборный трубопровод от УЗ №35 до УПН	–	–	–	13158	–	–	–	–	189	–	13158	189	13347	

																			404			
66	56:28:1619009:49	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст.25, 87 Лесного Кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Нефтегазосборный трубопровод от УЗ №35 до УПН • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-39 до УЗ №72	—	—	—	1546	—	—	—	—	1	—	1546	1	1547				
67	56:28:0000000:2477	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст.25, 87 Лесного Кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Выкидной трубопровод от скв. 1079 до АГЗУ-14А • Выкидной трубопровод от скв. 420 до АГЗУ-14А • Выкидной трубопровод от скв. 420А до АГЗУ-14А • Выкидной трубопровод от скв. 419н до АГЗУ-14А • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-47 до УЗ №23 • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-47 до УЗ №74 • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-14А до УЗ №25 - Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-11 до УПН	—	—	—	8165	—	—	—	—	16818	—	8165	16818	24983				
68	56:28:1619009:53	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст.25, 87 Лесного Кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-33 до УЗ №25 - Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-33 до УЗ №73 - Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-47 до УЗ №23 - Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-47 до УЗ №74 • Выкидной трубопровод от скв. 1222 до АГЗУ-47 - Нефтегазосборны	—	—	—	4665	—	—	—	—	11045	—	4665	11045	15710				
																	0261-01-00-ОВОС I				Лист	
																						399
												Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№

																			408	
80	56:28:0000000:2486	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	Для размещения лесопарков	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-17 до Уз №64 • Выкидной трубопровод от скв. 1007 до АГЗУ -17 • Выкидной трубопровод от скв. 1203 до АГЗУ -17	-	-	-	11023	-	-	-	-	5091	-	11023	5091	16114		
81	56:28:0000000:2601	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-12 до Уз №63 • Нефтегазосборный трубопровод от Уз №35 до УПН • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-11 до УПН	-	-	-	3819	-	-	-	-	2	-	3819	2	3821		
82	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1619009	Земли Администрации и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-15 до Уз №65 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН • Выкидной трубопровод от скв. №1044 на АГЗУ-33 • Выкидной трубопровод от скв. №423 на АГЗУ-33 • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-43 до Уз №64 • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-12 до Уз №63 • Выкидной трубопровод от скв.260Д до т. вр. в вык. труб от скв. 414 до АГЗУ-27 • Выкидной трубопровод от скв.415 до т. вр. в вык. труб от скв. 414 до АГЗУ-27 • Выкидной трубопровод от скв. 414, 260Д, 415 до АГЗУ-27	-	-	-	79970	-	-	-	-	13631	-	79970	13631	93601		
														0261-01-00-ОВОС I					Лист	
																			403	
										Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

																			409																														
					• Выкидной трубопровод от скв. 569 до АГЗУ-37 • Нефтегазосборный трубопровод от УЗ №53 до УЗ №67 нефтепровода (напорного) "ДНС-1-УПН"																																												
83	56:28:0000000:2589	Собственность, Российская ФедерацияАренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Выкидной трубопровод от скв. 1079 до АГЗУ-14А• Выкидной трубопровод от скв. 420 до АГЗУ-14А• Выкидной трубопровод от скв. 420А до АГЗУ-14А• Выкидной трубопровод от скв. 419н до АГЗУ-14А	-	-	-	4180	-	-	-	-	9	-	4180	9	4189																															
84	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1619008	Земли Администрации и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-15 до Уз №65 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-43 до УЗ №64 • Выкидной трубопровод от скв. 569 до АГЗУ-37 • Выкидной трубопровод от скв. 414, 260Д, 415 до АГЗУ-27 • Выкидной трубопровод от скв. 1693н на АГЗУ-37	-	-	-	49612	-	-	-	-	136	-	49612	136	49748																															
85	56:28:1619010:316	Собственность, Российская ФедерацияАренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых)	Площадка скважины №809А	-	-	-	5	-	-	-	-	4981	-	5	4981	4986																															
																			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1											Лист 404	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																																												

																			410																																					
86	56:28:1619010:105	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	Для добычи и разработки полезных ископаемых	• Площадка скважины №1709 • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-42 на УЗ №9 (2-е линии)	-	-	-	1	-	-	-	-	6112	-	1	6112	6113																																						
87	56:28:1619003:25	Собственность, Территориальное управление Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Оренбургской области Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст.25, 87 Лесного Кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	• Площадка скважины №575 • Выкидной трубопровод от скв. 575 до т.вр. в выкидной тр. от скв. 1526 до АГЗУ-3	-	-	-	666	-	-	-	-	8000	-	666	8000	8666																																						
88	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1619003	Земли Администрации и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	• Площадка скважины №1230 • Выкидной трубопровод от скв. 1230 до т.вр. в выкидной тр. от скв. 1533 до АГЗУ-3	-	-	-	23	-	-	-	-	4686	-	23	4686	4709																																						
89	56:28:0000000:2728	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ №48(Б) 1-я линия • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-20А до УЗ №48(Б) 2-я линия	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-	101	-	101																																						
90	56:28:1619009:48	Собственность, Территориальное управление Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Оренбургской области Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	в соответствии со ст. 25, 87 Лесного кодекса Российской Федерации и лесохозяйственным регламентом Северного лесничества	Демонтаж выкидного трубопровода от скв.410,413(сущ) до АГЗУ-27	-	-	-	91	-	-	-	-	-	-	91	-	91																																						
91	56:28:1619009:58	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Высоконапорный водовод от т. вр. в выс. нап. вод. БГ-9-скв.409 до скв. 402н	-	-	-	1690	-	-	-	-	-	-	1690	-	1690																																						
																			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1												Лист 405	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																																																			

																		411
92	56:28:1619009:59	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-47 до УЗ №74 • Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-47 до УЗ №23	-	-	-	7683	-	-	-	-	12	-	7683	12	7695
93	56:28:1617013:5	Собственность, Хуснудинов Ильдар Ирикович	Земли сельскохозяйственного назначения	для сельскохозяйственного производства	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	-	14284	-	-	-	10	-	-	-	-	14284	10	14294
94	56:28:1619005:73	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	Выкидной трубопровод от скв. 1578 до АГЗУ-20	-	-	-	3262	-	-	-	-	6	-	3262	6	3268
95	56:28:1619009:73	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	Демонтаж выкидного трубопровода от скв.1693 до АГЗУ-15	-	-	-	1799	-	-	-	-	-	-	1799	-	1799
96	56:28:1619010:65	Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли лесного фонда	для геологического изучения недр, разработки месторождений полезных ископаемых	• Нефтегазосборный трубопровод от УЗ-35 до УПН	-	-	-	108	-	-	-	-	-	-	108	-	108
97	56:28:1617013:3	Аренда, ООО "БайТекс"	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	для размещения скважины №40	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	-	-	-	-	769	-	-	-	-	1	769	1	770
98	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1617013	Земли Администрации и Северного района Оренбургской области	Категория не установлена	Нет данных	• Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-22 до ДНС-2	-	-	-	1995	-	-	-	-	1	-	1995	1	1996
Итого						0	49 105	0	807 171	165 125	0	1 043	0	338 693	8 276	1 021 401	348 012	1 369 413
ИТОГО						9 020	98 413	0	835 831	209 501	2 313	1 464	0	348 970	26 709	1 152 765	379 456	1 532 221
																		0261-01-00-ОВОС I Лист 406

Размещение проектируемых объектов на землях лесного фонда связано с разработкой месторождения полезных ископаемых и обусловлено необходимостью строительства объектов обустройства Байтуганского нефтяного месторождения. Вариант размещения объекта строительства на землях иных категорий отсутствует.

Генеральный план расположения проектируемых сооружений увязан с существующими сооружениями, инженерными сетями и дорогами Байтуганского месторождения. Компоновка генплана принята с учетом расположения проектируемых сооружений в соответствии с технологической схемой производства, удобства размещения, удобства обслуживания, а также розы ветров и выделения производственных вредностей.

Размещение сооружений инженерных коммуникаций выбрано с учетом:

- рельефа местности и гидрогеологических условий;
- требований по охране окружающей среды и промышленной безопасности;
- наиболее рационального использования участка.

Площадки строительства ограничены существующими сооружениями и границами обводки участка, для линейных объектов строительство ведется в границах землеотвода.

Настоящим проектом предусматривается для площадных объектов только техническая рекультивация земель, нарушенных при производстве строительно-монтажных работ, заключающаяся в планировке территории после окончания строительства, засыпке ям, рытвин, уборке строительного мусора и т.п.

Для линейных объектов проектом предусматривается весь комплекс рекультивации земель – техническая и биологическая рекультивация, предусмотренная в Проектах рекультивации земель (0261-01-00-ООС3, 0261-01-00-ООС4, 0261-01-00-ООС5).

4.5 Оценка воздействия объекта на геологическую среду

Реализация намечаемой хозяйственной деятельности будет осуществляться по принятому альтернативному «Варианту № 2».

Для оценки возможного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на геологическую среду на этапе строительства и эксплуатации проектируемых объектов были проанализированы результаты инженерно-геологических изысканий, выполненных на участке предполагаемого строительства, представленные в п. 3.4 данной книги.

По сейсмическому районированию, согласно СП 14.13330.2018 актуализированная редакция СНиП 11-7-81*, по степени интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий, карте ОСР-2015-А (10%), территория относится к 5 бальной зоне.

В геологическом строении участок работ изучен до глубины 15,0 м.

Для района намечаемой деятельности из опасных геологических процессов отмечаются процессы морозного пучения.

Принадлежность грунтов по степени пучинистости была вычислена по параметру R_f согласно СП 22.13330.2016 п 6.8 – среднепучинистый

В районе скважин №171, 172, 198, территория относится к подтопленной в естественных условиях I-A. Грунтовые воды на момент проведения изысканий – октябрь 2020 года до глубины 15.0 вскрыты скважинами № 171, 172, 198 на глубинах 0.0 и 0.9 м соответственно. Воды порово-пластовые, безнапорные. Водовмещающими породами являются суглинки мягкопластичные.

Остальная часть отнесена к неподтопляемой в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин III-A-1.

Сведения о возможном воздействии на геологическую среду намечаемой хозяйственной деятельности, а также влияния на возникновение опасных геологических и

Результат №	Принадлежность грунтов по степени пучинистости была вычислена по параметру Rf согласно СП 22.13330.2016 п 6.8 – среднепучинистый							
	В районе скважин №171, 172, 198, территория относится к подтопленной в естественных условиях I-A. Грунтовые воды на момент проведения изысканий – октябрь 2020 года до глубины 15.0 вскрыты скважинами № 171, 172, 198 на глубинах 0.0 и 0.9 м соответственно. Воды порово-пластовые, безнапорные. Водовмещающими породами являются суглинки мягкопластичные.							
Подп и дата	Остальная часть отнесена к неподтопляемой в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин III-A-1.							
	Сведения о возможном воздействии на геологическую среду намечаемой хозяйственной деятельности, а также влияния на возникновение опасных геологических и							
Изм. № подл							0261-01-00-ОВОС1	Лист
								407
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

инженерно-геологических процессов на этапе строительства и этапе эксплуатации представлены в таблицах 4.5.1-4.5.2.

Таблица 4.5.1 - Сведения о оценке воздействия на геологическую среду на этапе строительства

№	Источник воздействия на этапе строительства	Вид возможного воздействия
1	Автотранспорт и строительная техника	<u>Механическое воздействие.</u> Основным видом воздействия на геологическую среду является механическое воздействие, а именно перемещение грунтов в процессе строительства. Механическое воздействие на геологическую среду в процессе производства работ будет оказано только на верхние геологические горизонты в результате выполнения следующих видов работ: • подготовка участка к строительству (снятие плодородного слоя почвы); • рытье траншей для укладки трубопроводов, котлованов для устройства емкостного оборудования; • бурение котлованов для опор ВЛ; • устройство временных отвалов грунта; • уплотнение грунта, в результате движения автотранспорта и строительной техники. Весь комплекс земляных работ выполняется с использованием строительной техники: • бульдозеров – планировочные работы, разработка грунта; • экскаваторов – разработка грунта для формирования вертикальной планировки, разработка траншей и котлованов; • бурильно-крановой машины – бурение котлованов под установку опор ВЛ; • автогрейдера – планировочные работы. Механическому воздействию подвергнется территория только в пределах зоны строительно-монтажных работ и будет носить временный характер. При строительстве, в результате механического воздействия формируются новые техногенные формы рельефа. Техногенная перестройка рельефа может сопровождаться изменениями условий стока. При полном сведении корневой растительности при производстве работ возможно усиление неблагоприятных рельефообразующих процессов. Возможен смыл почв и грунтов по склонам, развитие процессов водной и ветровой эрозии с образованием новых элементов рельефа. Для исключения данного процесса проектом предусмотрена рекультивация нарушенных земель. Одним из последствий механического воздействия на геологическую среду на этапе строительства, в результате нарушения условий естественного залегания грунтов, является прогрессирование морозного пучения. Следует отметить, что на участке строительства процесс

Резон или №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

408

морозного пучения причислен ИГЭ-2, 2а, 3, 4, 4а, распространённого на всем участке строительства.

Следовательно, масштаб вероятного распространения опасного инженерно-геологического процесса морозного пучения характерен для всех земельных участках, занятых строительством.

Механическое воздействие на геологическую среду может являться причиной изменения условий питания и разгрузки грунтовых вод, в результате рытья котлованов, траншей.

Согласно проектным решениям, максимальная глубина заложения емкостей 3 м, выкидных трубопроводов 1,2 м, нефтегазосборных коллекторов 1,6 м, высоконапорных водоводов 2,1м, опор для линий электропередач 2,5 м. Длительное простаивание вскрытых котлованов, траншей и наполнение их атмосферными осадками могут вызвать временное подтопление территории и замачивание грунтов с изменением их консистенции. Согласно разделу 5 0261-01-00-ПОС, процесс строительства является непрерывным. Поэтому возникновение эффекта локального подтопления территории не прогнозируется. Согласно результатам инженерно-геологических изысканий, участки перехода трубопроводов через водные преграды являются подтопленными в естественных условиях. Проектными решениями предусмотрено устройство надземного перехода через естественные водные преграды, т.е, без рытья траншей. Данное решение смягчит антропогенное воздействие на участок подтопленной территории, развитие процесса подтопления территории не прогнозируется.

Источник поступления загрязняющих веществ

Автотранспорт и строительная техника являются потенциальным источником поступления в верхние геологические горизонты загрязняющих веществ. Прямое воздействие возможно в случае пролива ГСМ. Косвенное воздействие связано с осаждением и аккумуляцией в почве загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу с выхлопными газами.

Загрязнение верхних геологических элементов при строительстве приводит к деградации, ухудшению физико-химических свойств грунтов, снижению плодородия почвы. Кроме того, в случае возникновения аварийного разлива топлива, возможно просачивание нефтепродуктов в грунтовые воды. В подземных водах активны процессы растворения токсичных и иных загрязняющих веществ, а также переноса агентов загрязнения на большие расстояния от источника, что представляет особую опасность для населения, т.к. вещества-поллютанты, смешиваясь с водами, делают последние непригодными для питьевого водоснабжения. На участке строительства минимальная глубина залегания грунтовых вод 0,0-3,0м (в районе переходов через водные объекты), поэтому данный участок строительства является наиболее уязвимым и вероятность просачивания загрязняющих веществ в грунтовые воды с поверхности максимальна.

Резон или №

Подм и дата

Изм. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

409

		В рамках проведения строительных работ загрязнение грунтов нефтепродуктами (ГСМ) возможно только в случае возникновения аварийной ситуации, вероятность которой составляет $8,8 \cdot 10^{-5}$ (в соответствии с Таблицей П1.1 Приказа МЧС России от 10.07.2009 № 404). Косвенное воздействие геологическую среду в виде поступления загрязняющих веществ из атмосферы является длительным процессом и носит накопительных эффект.
2	Образование обходов производства и потребления	На этапе строительства образуются отходы производства и потребления, которые, при нарушении порядка обращения (захламление), являются источниками поступления загрязняющих веществ в верхние геологические элементы. При безаварийном режиме, в процессе строительства образуются отходы 4 и 5 класса опасности. В случае возникновения аварийной ситуации, связанной с проливом ГСМ, образуются отходы 3 класса опасности, в результате ликвидации аварии. Последствия загрязнения грунтов были рассмотрены в п. 1 данной таблицы. В рамках проведения строительных работ, вероятность образования отходов ликвидации аварии напрямую связана с частотой реализации аварийной ситуации, вероятность которой составляет $8,8 \cdot 10^{-5}$ (в соответствии с Таблицей П1.1 Приказа МЧС России от 10.07.2009 № 404). Для сбора и накопления отходов предусмотрено специально оборудованное место на площадке временного строительного городка. Обеспечивается своевременный вывоз и дальнейшее размещение, утилизация, обезвреживание и т.д. Поэтому, при безаварийном режиме строительства, загрязнение и захламление верхних геологических элементов отходами производства и потребления не прогнозируется.
3	Образование сточных вод	В процессе строительства образуются хозяйственно-бытовые и производственные (после гидроиспытаний) сточные воды, а также поверхностные сточные воды на площадке строительства. При нарушении требований к организации системы водоотведения, сточные воды могут оказывать негативное воздействие на геологическую среду в виде биологического и химического загрязнения. Вместе со сточными водами в геологическую среду и подземные воды могут попасть: взвешенные вещества, ионы аммония, фосфаты, хлориды, ПАВ, нефтепродукты (см. п. 4.4.2.2). В результате просачивания сточных вод в грунтовые воды, происходит перенос агентов загрязнения на большие расстояния от источника, что представляет особую опасность для населения, т.к. вещества-поллютаны, смешиваясь с водами, делают последние непригодными для питьевого водоснабжения. В водообильные периоды при длительном разрыве между выполнением земляных и строительных работ могут измениться условия поверхностного стока, которые могут вызвать временное локальное подтопление территории и замачивание грунтов с изменением их консистенции. Поэтому простой

Рез. или №

Подп. и дата

Или № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

410

		траншей и котлованов с скопившимися дождевыми и талыми водами недопустимо.
4	Водопотребление	Изъятие подземных вод является одним из факторов воздействия на геологическую среду. Для организации питьевого водоснабжения периода строительства используется вода сторонней организации, доставляющая воду для питьевых нужд по договору 04/04-22 от 06.04.2022 г. (см. Приложение Е Раздел ОВОС2.1). Для организации хозяйственно-бытового водоснабжения используется вода из водозаборных скважин №№ 16, 17 (Лицензия СМР 1006 ОС).

Таблица 4.5.2 – Сведения о оценке воздействия на геологическую среду на этапе эксплуатации

№	Источник воздействия на этапе эксплуатации	Вид возможного воздействия
1	Эксплуатация добывающих скважин, водозаборной скважины бс.	Основным и самым значительным фактором воздействия на недра, как элемент геологической среды, является сам процесс извлечения полезных ископаемых (нефти, газа, воды), который влечет к нарушению гидродинамических режимов в недрах (падению пластового давления, образованию депрессионных воронок и др.). При несбалансированном и нерациональном подходе к разработке, активная добыча невоспроизводимых полезных ископаемых, к которым относится и нефть, может привести к защемлению нефти и газа и потере их как ресурсов, к поднятию или падению уровней грунтовых вод, проседанию земной поверхности.
2	Система заводнения продуктивных пластов	Система заводнения пластов может оказывать негативное воздействие на геологическую среду, в случае закачки в пласт загрязненных пластовых вод. Загрязнение пластовых вод может происходить при нарушении герметичности процесса в случае возникновения аварийной ситуации.
3	Образование обходов производства и потребления	В процессе эксплуатации объектов добычи нефти, образуются отходы производства и потребления IV и III класса опасности (см. п. 4.8.2.2), которые, при нарушении порядка обращения, являются источниками поступления загрязняющих веществ в верхние геологические элементы. Данные отходы не предусмотрены к накоплению, а направляются на специализированный полигон для размещения. В случае нарушения технологии очистки емкостного оборудования, возможно загрязнение верхних геологических элементов нефтешламом. Тяжелые фракции нефтешламов проникают в почву не глубже 12 см. При нормальной температуре это аморфные вещества, которые адсорбируются почвенными частицами верхнего слоя, склеивают их и застывают, образуя твердую корку. Такое загрязнение не может быть ликвидировано естественным путем, а только удалением загрязнённого участка и заменой на чистый грунт.

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

411

		При соблюдении технологических регламентов обслуживания производственных объектов нефтепромысла, загрязнение верхних геологических элементов отходами производства и потребления не прогнозируется.
3	Образование сточных вод	В процессе эксплуатации добывающих скважин, с обвалованных площадок образуются производственно-дождевые и талые сточные воды. В соответствии с ГОСТ Р 583647-2019 п. 6.7.3.4 производственно-дождевые и талые сточные воды загрязнены взвешенными веществами, БПК, нефтепродуктами. Количество загрязняющих веществ в производственно-дождевых сточных водах, собираемых с площадок добываемых скважин, указано в п. 4.4.2. При нарушении требований к организации системы водоотведения, сточные воды могут оказывать негативное воздействие на геологическую среду в виде химического загрязнения. Вместе со сточными водами в геологическую среду и подземные воды могут поступать взвешенные вещества и нефтепродукты. Течением грунтовых вод загрязняющие вещества могут распространяться на длительные расстояния от источника поступления до подземного источника водоснабжения населения. Организация системы водоотведения обеспечивает снижение негативного воздействия на геологическую среду сточных вод, образующихся на площадках скважин.
4	Водопотребление	Проектными решениями предусмотрено обустройство водозаборной скважины 6с для подачи техникой воды по высоконапорным водоводам на скв. №1715 и № 486. Производительность насоса 50м³/сут. Изъятие подземных вод является одним из факторов воздействия на геологическую среду. Добыча подземных вод осуществляется на основании лицензии ОРБ 01748ВЭ, сроком действия до 31.12.2037 г. (см. Приложение А Раздела 0261-01-ОВОС2.1), запасы подземных вод определены протоколом ТКЗ № 1 от 24.02.2010 г. Разрешённый объем добычи 3500 м³/сут. Эксплуатация водозаборной скважины 6с в рамках утвержденного лимита добычи подземных вод обеспечивает минимальное воздействие на геологическую среду.
5	Вероятная аварийная ситуация, связанная с разгерметизацией технологического оборудования.	Возникновение аварийной ситуации, связанное с разгерметизацией технологического оборудования, трубопроводов и проникновение нефти в более глубокие слои верхнего геологического элемента является наиболее масштабным негативным воздействием на геологическую среду на всем этапе эксплуатации проектируемых объектов. Основную опасность загрязнения грунтов нефтью является факт ее поступления в зону аэрации, первые от поверхности водоносные горизонты, изначально пригодные для хозяйственно-питьевого и коммунально-бытового водопользования, а также для прочих нужд. Нефтепродукты

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

412

Для организации системы поддержания пластового давления используется производственный водозабор, состоящий из двух участков «Южный» и «Северный». Лицензия на право добычи подземных вод ОРБ 01748 ВЭ выдана 29.06.2005 года, сроком до 31.12.2037 года. Разрешённый объем забора воды скважин «Северного» и «Южного» водозабора 3500 м³/сут., 1278 тыс. м³/год. (см. Приложение А Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

На «Южном» водозаборе пробурено 4 скважины №№1ю, 2ю, 3ю, 4ю. Скважина 3ю находится в консервации. Производительность действующих скважин (1ю, 2ю, 4ю) - 400м³/сут.

На «Северном» водозаборе пробурено 12 скважин №№ 1с-12с. В настоящее время все скважины находятся в консервации.

Обслуживание существующих объектов нефтепромысла осуществляется персоналом бригады ЦДНГ ООО «БайТекс», дислоцированной на территории УПН Байтуганского месторождения, в количестве 15 человек.

Для хозяйственно-бытового водоснабжения работающего персонала используется вода из водозаборных скважин № 16, 17, в количестве 0,375 м³/сут. Для питьевого водоснабжения используется бутилированная вода, поставляемая по договору № 04/04-22 от 06.04.2022 г (см. Приложение Е Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

4.6.2 Оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на подземные воды при «Варианте №1» и «Варианте №2». Сведения о водопотреблении

Оценка воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности при ее реализации по альтернативному «Варианту № 1» и «Варианту № 2» на подземные воды проведена на основании анализа инженерных изысканий, проектных решений и технологической схемы производственного объекта для двух этапов:

Альтернативный «Вариант № 2» является основным вариантом, принятым к реализации намечаемой хозяйственной деятельности. Объемы водопотребления представленные в данном разделе соответствуют проектным решениям, в рамках которых будет осуществляться реализация настоящего проекта.

Оценка воздействия намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности на подземные воды проведена для двух этапов:

1 – этап - строительство проектируемых сооружений и демонтажные работы;

2 – этап - эксплуатация проектируемых объектов обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения.

Согласно разделу «Проект рекультивации земель» (0261-01-00-ООС3, 0261-01-00-ООС4, 0261-01-00-ООС5), водопотребление в период рекультивации нарушенных земель для полива посева многолетних трав не предусматривается, поэтому в настоящем разделе объемы водопотребления для периода рекультивации не учитываются.

4.6.2.1 Оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды на этапе строительства проектируемых сооружений

Для оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на подземные воды были использованы данные инженерных изысканий, выполненных в рамках данного проекта, а также сведения о естественной защищённости подземных вод, полученные Гидрогеологическим заключением АО «Компания вотемиро» (см. Приложение Д Раздела ОВОС2.1)

Согласно отчёту 0261-01-ИГИ «Технический отчет по выполненным инженерно-геологическим изысканиям», на момент изысканий (октябрь 2020 г) до изученной глубины от 0,0 до 15,0 м. подземные воды вскрыты геологическими скважинами №171,172,198 на

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	414

глубинах 0,0 и 0,9 м соответственно, заложенными на участках перехода через водные объекты проектируемыми нефтегазосборными трубопроводами.

В районе скважин №171, 172, 198, территория относится к подтопленной в естественных условиях I-A.

Геологическая скважина №171 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 0,6 м уровень воды установился на глубине 0,5 м.

Геологическая скважина №172 была заложена выше пересечения трассой нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН ручья без названия. Подземные воды вскрыты на глубине 3,0 м уровень воды установился на глубине 2,9 м.

Геологическая скважина №198 была заложена в районе пересечения трассы нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН реки Мокрый Якшигул. Участок естественно подтоплен. Уровень вода 0,0м

Остальная часть обследуемой территории строительства отнесена к неподтопляемой в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин III-A-1.

Участки естественного подтопления территории находятся в районе переходов через водные объекты. Строительство порталных опор, на которые укладываются нефтегазосборные трубопроводы, сопровождается бурением котлованов под эти опоры. Разработка грунта и устройство опор приведет к снижению дренажа верхних водоносных горизонтов. Глубина заложения порталных опор составляет 2,5 м. При проведении земляных работ возможно вскрытие подземных вод, при этом происходит их замучивание.

При оценке техногенного воздействия на подземные воды на этапе строительства можно выделить следующие основные возможные последствия:

- нарушение условий питания, циркуляции и разгрузки грунтовых вод в результате механического воздействия при инженерном строительстве сооружений и коммуникаций;
- локальное загрязнение грунтов зоны аэрации и грунтовых вод от работы строительной техники и автомобильного транспорта при случайных разливах, утечках горюче-смазочных материалов;
- загрязнение первого водоносного горизонта различными сточными водами на строительных площадках и др. (в случае нарушения технологии строительства).

Загрязнение подземных вод происходит, главным образом, в результате инфильтрации загрязняющих веществ с поверхности при сбросе на рельеф сточных вод, захламлении территории отходами производства и потребления, аварийных ситуациях. Изменение качества подземных вод под влиянием антропогенных воздействий может выразиться в увеличении их минерализации, содержания типичных для них веществ (хлориды, сульфаты, кальций, магний, железо и др.), в появлении в водах несвойственных им веществ искусственного происхождения (например, СПАВ), в изменении температуры и pH, в появлении запаха, окраски и др, тем самым ухудшая качество воды, изначально пригодной для хозяйственно-питьевого и коммунально-бытового водопользования.

Для оценки возможного влияния намечаемой хозяйственной деятельности на состояние подземных вод рассматриваемого участка работ, были учтены сведения о естественной защищенности подземных вод от загрязнения с поверхности (см. п. 3.5.1 данной книги).

Подземные воды на территории размещения проектируемых трубопроводов являются относительно защищенными от загрязнения с поверхности. В пределах всей территории проектируемого трубопровода имеется сплошная водоупорная (суглинисто – глинистая) кровля, что согласно п.2.2.1.2. СанПиН 2.1.4-1110-02 позволяет считать подземные воды на этой части территории защищенными от поверхностного загрязнения. Эти свойства грунтов будут снижать вероятность просачивания загрязняющих веществ с поверхности в более

Результат	№
Подм и дата	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

415

глубокие горизонты, что смягчит негативное воздействие намечаемой хозяйственной деятельности на подземные воды.

Согласно гидрогеологическому заключению, при выполнении в полном объеме всего комплекса природоохранных мероприятий в части охраны подземных вод от загрязнения, предусмотренных при строительстве трубопроводов, существенного влияния при их эксплуатации на качество подземных вод водоносного верхнеказанского комплекса Ново-Усмановского месторождения не ожидается (см. Приложение Д Раздела ОВОС 2.1).

Проектируемые объекты – нефтесборные трубопроводы от АГЗУ-11 до УПН; от УЗ №35 до УПН и от УЗ №5 до УПН нарушают II и III пояс ЗСО Ново-Усмановского водозабора.

Согласно п. 3.2.2.2 СанПиН 2.1.4-1110-02 новое строительство, связанное с нарушением почвенного покрова, проводится при обязательном согласовании с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

Для данного вида работ был разработан «Проект обоснования размещения объектов: нефтегазосборных трубопроводов от АГЗУ-11 до УПН, от УЗ №35 до УПН и напорного нефтепровода от УЗ №5 до УПН во II и III поясе зон санитарной охраны Ново-Усмановского месторождения подземных вод». Данный проект прошёл санитарно-эпидемиологическую экспертизу в ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области». Санитарно-эпидемиологическое заключение от 19.07.2022 г. № 13127 о соответствии государственным санитарным нормам и правилам СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод» и СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водоводов питьевого назначения» представлено в Приложении Д Раздела ОВОС2.1.

Водопотребление является одним из основных факторов воздействия на подземные воды, заключающееся в их изъятии для нужд строительства.

Водопотребление в период демонтажных работ

Согласно разделу 6 «Проект организации работ по сносу и демонтажу объекта капитального строительства» 0261-01-00-ПОД, продолжительность демонтажных работ – 3 месяца (60 раб. дней).

Численность рабочих, занятых для производства демонтажных работ – 32 человека. Проживание рабочих предусмотрено в с. Новое Усманово. Доставка персонала к месту работы и обратно организовывается силами подрядной организации. Для перевозки персонала используются специальные вахтовые автобусы, сертифицированные специально для этой цели. Максимальное расстояние перевозки 20 км. Перевозке подлежит 100 % работающих, работа персонала – односменная, рабочая смена 8 часов. Все работы в ночное время запрещены.

На участке производства демонтажных работ размещение рабочих будет осуществляться в передвижных благоустроенных вагончиках типа «Ермак». Питание строительных рабочих привозное.

Объемы водопотребления для периода демонтажных работ приняты согласно разделу 0261-01-00-ПОД.

При производстве демонтажных работ водопотребление предусмотрено:

- а) на хозяйственно-бытовые нужды;
б) на производственные нужды;
в) на противопожарные нужды.

а) Водопотребление на хозяйственно-бытовые нужды

Водопотребителей хозяйственно-бытового водоснабжения являются рабочие-строители, в количестве – 32 чел.

Усмано. Пожарная часть оснащена пожарной техникой 2 ед. личным составом – 19 человек. Максимальное время прибытия первого подразделения пожарной охраны к месту пожара составляет 15 мин. Расположения первичных средств пожаротушения предусматривается на передвижном пожарном щите (ЩПП), расположенного на строительной площадке и перемещаемого совместно с строительной площадкой.

Характеристика водопотребителей при проведении демонтажных работ представлена в таблице 4.8.1.

Таблица 4.8.1 - Характеристика водопотребителей в период демонтажных работ

Наименование потребителя	Количество	Нормы расхода воды	Расход воды		Примечание
			м³/сут.	м³/час	
Водоснабжение строительных рабочих (хозяйственно-бытовые нужды)	32 чел.	25 л/чел. в смену	0,8	0,1	Работа персонала односменная (рабочая смена 8-ми часовая)
Водоснабжение душевых кабин	6 душевых сеткок	500 л/час на 1 душ. сетку	3,0	3,0	Работа душевых кабин – 1 раз/сут. в течение часа
Производственные нужды	расчет	-	0,024	0,003	-
ИТОГО:			3,824	3,103	

Основные характеристики водопотребления при проведении строительных работ на проектируемых объектах обустройства Байтуганского месторождения рассчитаны на весь период демонтажа – 3 месяца (60 рабочих дней) и приведены в таблице 4.8.2.

Таблица 4.8.2 - Характеристики водопотребления водопотребителей в период демонтажных работ

№ п/п	Наименование показателей	Водопотребление	
		м³/сут.	м³/период
1	Забор воды всего, в т.ч.:	3,824	229,44
1.1	из поверхностных вод	-	-
1.2	из подземных вод	3,824	229,44
1.3	из водопровода города	-	-
1.4	или другого предприятия	-	-
2	Использование воды на собственные нужды, в т.ч.:	3,824	229,44
2.1	на хозяйственно-бытовые	3,8	228
2.2	на производственные, в том числе	0,024	1,44

Резки и пропилы

Подоб и доработка

Итого по плану

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

418

Данные объемы воды учтены в балансе водопотребления и водоотведения и представлены в п. 4.10 данной книги.

Водопотребление в период строительных работ

Согласно разделу 5 «Проект организации строительства» 0261-01-00-ПОС, продолжительность ведения строительных работ 21 месяц (420 раб. дней).

Численность рабочих, занятых для производства строительных работ – 117 человек. Проживание рабочих предусмотрено в с. Новое Усманово. Доставка персонала к месту работы и обратно организовывается силами подрядной организации. Для перевозки персонала используются специальные вахтовые автобусы, сертифицированные специально для этой цели. Максимальное расстояние перевозки 20 км. Перевозке подлежит 100 % работающих, работа персонала – односменная, рабочая смена 8 часов. Все работы в ночное время запрещены.

На участке производства строительных работ размещение рабочих будет осуществляться в передвижных благоустроенных вагончиках типа «Ермак». Питание строительных рабочих привозное. По окончании строительства сооружения временной базы демонтируются.

Объемы водопотребления для периода строительных работ приняты согласно разделу 0261-01-00-ПОС.

При производстве демонтажных работ водопотребление предусмотрено:

- а) на хозяйственно-бытовые нужды;
- б) на производственные нужды;
- в) на противопожарные нужды.

В соответствии с разделами 0261-01-00-ООС3 «Проект рекультивации земель. Самарская область. Клявлинский район», 0261-01-00-ООС4 «Проект рекультивации земель. Самарская область. Камышлинский район», 0261-01-00-ООС5 «Проект рекультивации земель. Оренбургская область. Северный район», полив посева травосмеси не предусматривается, размещение работающего персонала во временных базах не организовывается, поэтому водопотребление для периода рекультивации не предусмотрено.

а) Водопотребление на хозяйственно-бытовые нужды

Водопотребителями хозяйственно-бытового водоснабжения являются рабочие-строители, в количестве – 117 чел.

Согласно СП 31.13330.2021 нормы расхода воды питьевого качества для хозяйственно-бытового водоснабжения составляют 25 л/чел. в смену. Вода, используемая для хозяйственно-бытовых нужд, должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51232-98 и СанПиН 1.2.3685-21.

По проведенным расчетам, исходя из того, что рабочий день односменный по 8 часов, для водоснабжения рабочих на период строительства объекта потребуется 2,925 м³/сут. Кроме того, потребуется вода для душевых сеток, из расчета 0,5 м³/час на 1 душ. сетку, на 23 душевые сетки – потребуется 11,5 м³/сут.

Таким образом, на хозяйственно-питьевые нужды расход воды на составляет 14,425 м³/сутки (6 058,5 м³/период).

Согласно письму ООО «БайТекс» от 16.06.2022 г. № 688-Б-01 (см. Приложении Е Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1), в качестве источника водоснабжения на хозяйственно-бытовые нужды предусмотрены скважины №№ 16,17 Ново-Усмановского водозабора (Лицензия СМР 01006 ОС).). Доставка воды будет осуществляться специализированным автотранспортом, проходящим периодические осмотры на санитарно-гигиеническое состояние. Заключение санитарно-эпидемиологической (гигиенической) оценки ФБУЗ «Центр гигиены и

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	419

эпидемиологии в Самарской области» о соответствии качества воды требованиям, предъявляемым к питьевой воде, представлены в Приложении Е Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1.

Доставка воды для питьевых нужд рабочих-строителей осуществляется согласно договору с ИП Рафиков № 04/04-22 от 06.04.2022 г. (см. Приложении Е Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1). Сертификат соответствия качества питьевой воды № РОСС RU.НА 19.H00257 представлен в приложении Е Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1.

б) Водопотребление на производственные нужды

В период строительства потребуется вода на производственные нужды: для приготовления бетона, искусственного уплотнения грунта при устройстве производственных площадок, заправки расширительных баков системы охлаждения двигателей внутреннего сгорания строительной техники, компрессорного оборудования, заправка радиаторов строительной техники. Данные объемы воды являются безвозвратными потерями и в объемах сточных вод в период строительных работ не учитываются. Очистка и мойка машин и механизмов осуществляется в специально отведенных местах на территории эксплуатационных баз подрядной строительной организации. Объемы водопотребления и водоотведения будут числиться на балансе подрядной строительной организации.

Качество воды для производственных нужд должны соответствовать требованиям Таблицы № 6 п. 6.6.2.2 ГОСТ Р 58367-2019:

- общая жёсткость – менее 7,0 мг-экв/л;
- прозрачность – не менее 30 см;
- рН=7,0 – 8,5;
- содержание взвешенных частиц, не более 25 мг/л.

Расход воды на производственные нужды рассчитаны в разделе 5 «Проект организации строительства» настоящего проекта и составят – 3,42 м³/час, 27,36 м³/сут. 11 491,2 м³/период (безвозвратные потери).

В качестве источника воды для производственных нужд используется вода из водозаборных скважин №№16, 17 (Лицензия СМР 01006 ОС).

После окончания строительно-монтажных работ трубопроводы и оборудование подвергаются гидравлическому испытанию по специальной инструкции. Специальная инструкция на очистку полости и испытание составляется строительно-монтажной организацией и согласовывается с заказчиком с учетом местных условий производства работ.

Расчетный объем воды необходимый для испытаний технологических трубопроводов (в соответствии с Разделом 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения», 0261-01-00-ТКР1.1 (п. 8.4) принят для наиболее протяжённого участка - напорный нефтепровод от УЗ №5 до УПН, Ø273x8 мм, L=6091,70 м, и **составляет 363,0 м³**.

В целях рационального использования воды, рекомендуется испытание трубопровода производить отдельными участками (от задвижки до задвижки) с повторным использованием воды для проведения испытаний на соседнем и последующих участках.

В качестве источника воды для гидравлического испытания следует использовать воду из водозаборных скважин Байтуганского месторождения (Лицензия СМР 01006 ОС).

в) Водопотребление на противопожарные нужды

Расходы воды на производственные нужды рассчитаны в Разделе 0261-01-00-ПОС. Расход воды на пожаротушение составляет – 20 л/сек. В качестве источника воды для противопожарных нужд используется вода из водозаборных скважин Байтуганского месторождения (Лицензия СМР 01006 ОС).

Пожаротушение предусматривается от передвижной пожарной техники и от первичных средств противопожарной защиты. Подъезд передвижной пожарной техники

Результат	№	В целях рационального использования воды, рекомендуется испытание трубопровода производить отдельными участками (от задвижки до задвижки) с повторным использованием воды для проведения испытаний на соседнем и последующих участках.					
		В качестве источника воды для гидравлического испытания следует использовать воду из водозаборных скважин Байтуганского месторождения (Лицензия СМР 01006 ОС).					
Подпись	Дата	в) Водопотребление на противопожарные нужды					
		Расходы воды на производственные нужды рассчитаны в Разделе 0261-01-00-ПОС. Расход воды на пожаротушение составляет – 20 л/сек. В качестве источника воды для противопожарных нужд используется вода из водозаборных скважин Байтуганского месторождения (Лицензия СМР 01006 ОС).					
Изм. №	подп.	Пожаротушение предусматривается от передвижной пожарной техники и от первичных средств противопожарной защиты. Подъезд передвижной пожарной техники					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		420

осуществляется по существующим дорогам. Все объекты ООО «БайТекс» в пожарном отношении обслуживает (по договору) пожарная часть ПЧ-16, которая находится в с. Новое Усманово. Пожарная часть оснащена пожарной техникой 2 ед. личным составом – 19 человек. Максимальное время прибытия первого подразделения пожарной охраны к месту пожара составляет 15 мин. Расположения первичных средств пожаротушения предусматривается на передвижном пожарном щите (ЩПП), расположенного на строительной площадке и перемещаемого совместно с строительной площадкой.

Характеристика водопотребителей при проведении строительных работ на проектируемых объектах Байтуганского нефтяного месторождения представлена в таблице 4.8.3.

Таблица 4.8.3 - Характеристика водопотребителей в период строительства

Наименование потребителя	Количество	Нормы расхода воды	Расход воды		Примечание
			м³/сут.	м³/час	
Водоснабжение строительных рабочих (хозяйственно-бытовые нужды)	117 чел.	25 л/чел. в смену	2,925	0,366	Работа персонала односменная (8-ми часовая смена)
Водоснабжение душевых кабин	23 душевые ки	500 л/час на 1 душ. сетку	11,50	11,50	Работа душевых кабин – 1 раз/сут в течение часа
Производственные нужды	расчет	-	27,36	3,42	-
Проведение гидроиспытаний технологических трубопроводов	расчет	Ø273x8, L=6091,7м	363,0	-	Расчетный объем по наиболее протяженному участку трубопроводов
ИТОГО:			404,785	15,286	

Основные характеристики водопотребления при проведении строительных работ на проектируемых объектах обустройства Байтуганского месторождения рассчитаны на 21,0 месяц, т.е. 7 кварталов (420 раб. дней), и приведены в *таблице 4.8.4.*

Таблица 4.8.5 - Характеристики водопотребления на время строительства проектируемых объектов Байтуганского месторождения

№ п/п	Наименование показателей	Водопотребление	
		м³/сут.	м³/период
1	Забор воды всего, в т.ч.:	404,785	17 912,7
1.1	из поверхностных вод	-	-
1.2	из подземных вод	404,785	17 912,7
1.3	из водопровода города	-	-
1.4	или другого предприятия	-	-
2	Использование воды на собственные нужды, в т.ч.:	404,785	17 912,7
2.1	на хозяйственно-бытовые	14,425	6 058,5

Результат

Подпись

Имя, № докум

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

421

2.2	на производственные, в том числе	390,36	11 854,2
	гидроиспытание	363,0	363,0

Данные объемы воды учтены в балансе водопотребления и водоотведения и представлены в п. 4.8 данной книги.

4.6.2.2 Оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды на этапе эксплуатации проектируемых сооружений

Альтернативный «Вариант № 2» является основным вариантом, принятым к реализации намечаемой хозяйственной деятельности.

Основными факторами воздействия проектируемых сооружений на подземные воды являются:

1. возможность загрязнения подземных вод в процессе эксплуатации промысловых объектов;
2. водопотребление для поддержания пластового давления.

Возможность загрязнения подземных вод в процессе эксплуатации промысловых объектов

Оценка воздействия проектируемых объектов реализованных по данному варианту на подземные воды проведена с учетом результатов инженерных изысканий, выполненных в рамках данного проекта, а также сведений о естественной защищенности подземных вод, полученные Гидрогеологическим заключением АО «Компания вотемиро» (см. Приложение Д Раздела ОВОС2.1).

Проектируемые сооружения: добывающие скважины, выкидные и нефтегазосборные трубопроводы влияют на подземные воды только сверху, через зону аэрации. Потенциальными источниками загрязнения подземных вод в зоне влияния объектов обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения могут быть:

- производственно-дождевые сточные воды, образующиеся с площадок скважин;
- участок разлива нефти, образовавшийся в результате аварийной ситуации.

В соответствии с ГОСТ Р 583647-2019 п. 6.7.3.4 производственно-дождевые и талые воды площадок скважин содержат в своём составе взвешенные вещества, нефтепродукты. Количество загрязняющих веществ в производственно-дождевых сточных водах, собираемых с площадок скважин, рассчитано в таблица 4.9.10. Загрязняющие вещества могут проникать в водоносный горизонт через зону аэрации. Но данная ситуация маловероятна, поскольку проектными решениями предусмотрен сбор производственно-дождевых и талых вод в канализационную емкость, с последующей откачкой и вывозом на площадку очистки пластовых вод УПН Байтуганского месторождения. Кроме того, в районе расположения обустраиваемых скважин грунтовые воды до глубины 15 м не вскрыты.

Наибольшую опасность представляет собой возникновение аварийной ситуации связанной с разгерметизацией подземных трубопроводов и истечению нефти. Основную опасность загрязнения подземных вод нефтепродуктами является факт поступления их в зону аэрации, а затем в водоносные горизонты пригодные для хозяйственно-питьевого и коммунально-бытового водопользования. Нефтепродукты мигрируя в подземной пористой среде, контактируя с внутрипочвенным воздухом, почвой, грунтом и водой, вступают с этими компонентами среды в различные химические, физико-химические, биологические реакции. В случае проникновения нефти в грунтовые воды, растекание линзы нефтепродуктов по поверхности грунтовых вод в суглинистом коллекторе происходит очень медленно. Поэтому линза нефтепродуктов, сформировавшаяся на участке разлива, длительное время там сохраняется.

Размеры зон действия поражающих факторов при аварии обусловлены, размерами площади пролива нефти. Расчет наихудшего сценария аварийной ситуации проведен в п.

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

422

Разрешенный объем забора воды скважин «Северного» и «Южного» водозабора 3500 м³/сут., 1278 тыс. м³/год.

Объем подачи воды от производственного водозабора для организации системы ППД на Байтуганском нефтяном месторождении (с учетом существующих и обустраиваемых нагнетательных скважин) составляет:

- Южный водозабор, с производительностью 800 м³/сут. (2 скв. - в работе, 1 скв. - в резерве);
- Северный водозабор – 6 скв. (проектная), с производительностью 50 м³/сут.

Материальный баланс системы ППД Байтуганского месторождения после реализации проектных решений представлен в таблице 4.8.6.

Вода для закачки в пласт должна соответствовать требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Согласно данному ОСТу вода для системы ППД должна быть:

а) совместима с пластовой водой и породой, при контакте закачиваемой воды с водой продуктивного пласта и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики на 20 %;

б) содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л;

в) значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;

г) не содержать ионов трехвалентного железа;

д) содержание ТВВ не более 3 мг/л с допустимым размером частиц не крупнее 1 мкм.

Система ППД на Байтуганском месторождении имеет в своём составе технологические, электрические и вспомогательные сооружения, отвечающие всем требованиям безопасного ведения процесса на опасном производственном объекте.

Таблица 4.8.6 – Общий материальный баланс системы ППД

ПРИХОД	Наименование объекта	Объем, тыс.м ³ /год	Объем, м ³ /сут	Примечание
Вода пластовая	УПН	473,040	1296	С учетом ~5 % (от объема нефти) техн. воды на отмыв солей
ВЗ «Южный» (сущ.)	2 скв.– раб. 1 – резерв	292,0	800	Производительность скважины 400м ³ /сут
ВЗ «Северный» (бс -проект. скв.)	1 скв. (проектная)	18,250	50	Производительность насоса 50 м ³ /сут
Нагнетательная скважина системы «Тандем» (сущ.)	В/К-13 (сущ.)	13,870	38,0	
ИТОГО:		797,160	2184	
ЗАКАЧКА				
Вода пластовая (УПН) + ВЗ «Южный» (сущ.)	Нагнетательные скважины 57 скв.= 55сущ+ 2проект (№402н, 421)	765,040	2096	Средняя приемистость скважины 36,77 м ³ /сут
ВЗ «Северный» (бс -проект. скв.)	Нагнетательные скважины 2 скв. проект (№486н,1715)	18,250	50	Средняя приемистость скважины 25 м ³ /сут каждая

Резерв или №

Подм и дата

Изм. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

425

Нагнетательная скважина системы «Тандем» (сущ.)	1 скв. (сущ.)	13,870	38,0	Средняя приемистость скважины 38,0 м³/сут
ИТОГО:		797,160	2184	

Схема водоснабжения проектируется в соответствии с требованиями к количеству и качеству воды. Основные характеристики водопотребления приведены в *таблице 4.8.7*. Расчет произведен на один год.

Таблица 4.8.7 - Характеристики водопотребления проектируемых и существующих объектов Байтуганского нефтяного месторождения

№ п/п	Наименование показателей	Водопотребление	
		м³/сут.	тыс.м³/год
1	Забор воды всего, в т.ч.:	2184,0	797,160
1.1	из поверхностных вод	-	-
1.2	из подземных вод	2184,0	797,160
1.3	из водопровода города	-	-
1.4	или другого предприятия	-	-
2	Использование воды на собственные нужды, в т.ч.:	2184,0	797,160
2.1	на хозяйственно-питьевые	-	-
2.2	на производственные	2184,0	797,160

4.7 Оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на поверхностные воды. Сведения о водоотведении

4.7.1 Оценка воздействия хозяйственной деятельности на поверхностные при «нулевом варианте»

В числе существующих скважин Байтуганского нефтяного месторождения имеются добывающие нефтяные скважины, расположенные в пределах водоохранной зоны поверхностных водотоков.

Минимальное расстояние от реки Окана (размер ВОЗ 100 м) до существующей площадки скважины № 70 составляет 23 м. Минимальное рассеяние от р. Байтуган (размер ВОЗ 100 м) до существующей площадки скважины № 19 составляет 81м. Минимальное расстояние от р. Мокрый Якшигул (размер ВОЗ 50м) до существующей площадки добывающей скважины № 1080 составляет 58 м.

Забор поверхностных вод для нужд промысла и сброс сточных вод в поверхностные водотоки не осуществляется.

В результате производственной деятельности на Байтуганском месторождении, на площадках существующих добывающих скважин образуются производственно-дождевые и талые сточные воды. Для сбора производственно-дождевых стоков на площадках установлены дождеприемники с дальнейшим направлением стоков по сети производственно-дождевой канализации в канализационную емкость.

Согласно п. 6.7.3.4 ГОСТ Р 58367 средняя концентрация загрязнений в поверхностных (дождевых) водах составляет:

- для взвешенных веществ - 300 мг/л;
- для БПК 20-40 мг/л;
- для нефтепродуктов - 50-100 мг/л.

Резон или №

Подм и дата

Изм. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

426

1 – этап - строительство проектируемых сооружений и демонтажные работы;
2 – этап - эксплуатация проектируемых объектов обустройства девятой очереди Байтуганского месторождения.

При оценке техногенного воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды на этапе строительства и эксплуатации проектируемых объектов учитывалось их расположение относительно ближайших поверхностных водотоков.

Проектируемые площадки добывающих нефтяных скважин и АГЗУ располагаются за границами водоохранных зон и прибрежных защитных полос ближайших поверхностных водотоков и не оказывают прямого негативного воздействия на естественные водные объекты.

Проектируемые линейные сооружения пересекают поверхностные водотоки: реку Мокрый Якшигул и ручей без названия.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от АГЗУ-11 до УПН* пересекает:

- реку Мокрый Якшигул (ПК39+74,90-ПК39+79,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426х10 длина L=39,0м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры УЗ №75 (ПК38+38,20) и УЗ №76 (ПК41+85,20) с электроприводом;

- ручей без названия (ПК42+30,00-ПК43+0,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426х10 длина L=22,00м. В конце перехода устанавливается узел запорной арматуры УЗ №77(ПК43+70,80) с электроприводом.

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от УЗ №35 до УПН* пересекает:

- реку Мокрый Якшигул (ПК40+29,10-ПК41+23,70). Переход выполнен надземно в футляре Ø426х10 длина L=39,0м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры УЗ №19 (ПК39+63,30) и УЗ №18 (ПК41+66,70) с электроприводом;

- ручей без названия (ПК42+86,50-ПК43+60,00). Переход выполнен надземно в футляре Ø426х10 длина L=22,00м. На ПК49+25,20 устанавливается узел запорной арматуры УЗ №16 с электроприводом.

Трасса проектируемого напорного нефтепровода *от УЗ №5 до УПН* Ду250 пересекает реку Мокрый Якшигул перед подходом к УПН. Переход выполнен надземно в футляре Ø530х10 длина L=17,50м. В начале перехода устанавливается узел запорной арматуры УЗ №13 (ПК58+95,70). В конце перехода будет установлена задвижка с электроприводом на входной гребёнке У-1 (территория УПН).

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода *от АГЗУ-22 до ДНС-2* пересекает:

- ручей без названия в районе ДНС-2 (ПК34+47,80-ПК35+8,20). Переход выполнен надземно в футляре Ø426х10 длина L=18,00м. В начале и конце перехода устанавливаются узлы запорной арматуры с электроприводом на ПК34+75,00 и ПК35+20,00.

4.7.2.1 Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды на этапе строительства проектируемых сооружений

Основная антропогенная нагрузка на поверхностные водотоки осуществляется в период строительства проектируемых нефтегазосборных трубопроводов.

Строительство трубопроводов на порталных опорах не предусматривает работы в русле водотоков, но затрагивают их водоохранные зоны.

К возможным видам негативного воздействия на поверхностные воды в период строительства можно отнести:

- загрязнение химическими веществами в результате пролива ГСМ;
- вторичное загрязнение минеральными и органическими веществами в результате естественного стока атмосферных осадков в поверхностный водоток с площадки старательства;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	428

Одним из основных факторов воздействия на поверхностные водотоки намечаемой деятельности в период проведения демонтажных и строительных работ является организация системы водоотведения.

Водоотведение в период демонтажных работ

В период демонтажных работ образуются следующие виды сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды в результате бытовой деятельности рабочих строителей.

Поскольку вода, используемая для производственных нужд в объеме 0,024м³/сут, 1,44 м³/год является безвозвратными потерями (см. п.4.8.2.1), то в объемах водоотведения не учитывается.

Других источников сточных вод при производстве демонтажных работ нет.

Для сбора жидких бытовых отходов от обслуживающего персонала сооружается временный водонепроницаемый выгреб объемом 25,0 м³. Расчет бытовых сточных вод на время демонтажных работ представлен в *таблице 4.7.1*.

Таблица 4.7.1 - Характеристики водоотведения на время демонтажных работ Байтуганского месторождения

Стадии работ	Количество работающих в сутки, чел.	Продолжительность работ, сут.	Бытовые сточные воды		Бытовые сточные воды от душевых		Всего	
			м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Период демонтажных работ	32	60	0,8	48,0	3,0	180,0	3,8	228,0

Сведения о качестве хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся в период демонтажных работ, приведены в таблице 4.7.2 согласно п. 6.7.2.2 ГОСТ Р 58367-2019 и Таблице 1.3 ИТС10-2015 «Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов».

Таблица 4.7.2 - Количество сточных загрязняющих веществ в сточных водах, образующихся в период демонтажных работ

Содержание загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых сточных водах (ГОСТ Р 583647-2019 п. 6.7.2.2)	Количество загрязнений на одного работающего при продолжительности смены 8 ч, г/сут	Концентрация загрязняющих веществ в сточной воде, мг/л (Табл. 1.3 ИТС10-2015)	Количество работающих в сутки, чел.	Продолжительность работ, сут.	Объем хозяйственно-бытовых сточных вод, м ³ /сут
Взвешенные вещества	22	217	32	60	3,8
БПК ₅ неосветленной жидкости	20	200			
БПК ₅ осветленной жидкости	12	-			
БПК _{полн} неосветленной жидкости*	25	240			
БПК _{полн} осветленной жидкости	13	-			

Резм. или №	
Подп. и дата	
Изм. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

430

Решение о предоставлении водного объекта в пользование № 285-2019 от 06.02.2019 г. представлено в (см. Приложение Э Раздел 0261-01-00-ОВОС2.3).

Анализируя сведения о качестве сточных вод, образующихся в период демонтажных работ (см. таблицу 4.7.2) и требования к качеству сточных вод, принимаемых на очистные сооружения ООО «Родник» (см. табл. 4.7.3), можно сделать вывод о соответствии качества направляемых на очистку хозяйственно-бытовых сточных вод нормативам состава сточных вод для очистных сооружений ООО «Родник».

Согласно письму № 89 от 22.09.2022 (см. Приложение Э Раздел 0261-01-00-ОВОС2.3), ООО «Родник» имеет возможность принимать на очистные сооружения хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся при реализации намечаемой хозяйственной деятельности по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» в объеме, образующемся при проведении демонтажных работ, не более 30 м³/сут. Объем хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся в период демонтажных работ 3,8 м³/сут. Учитывая объем выгребного колодца для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод – 25 м³, периодичность вывоза сточных вод 1 раз в 5 дней (3,8 м³/сут x 5 = 19 м³). Следовательно, объем хозяйственно-бытовых стоков, направляемых на очистные сооружения ООО «Родник» не превышает разрешенного объема сточных вод - 30 м³/сут.

Водоотведение в период строительных работ

В период строительных работ образуются следующие виды сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды в результате бытовой деятельности рабочих строителей.
- производственные сточные воды (после проведения гидроиспытаний трубопроводов).
- производственно-дождевые сточные воды с площадки строительства (расчет проведен на 21 месяц).

Поскольку вода, используемая для производственных нужд в период строительства в объеме 27,36 м³/сут. 11 491,2 м³/период, является безвозвратными потерями (см. п.4.8.2.1), то в объемах водоотведения не учитывается.

Других источников сточных вод при строительстве нет.

- **хозяйственно-бытовые сточные воды**

Для сбора жидких бытовых отходов от обслуживающего персонала сооружается временный водонепроницаемый выгреб объемом 25,0 м³. Расчет бытовых сточных вод на время строительства представлен в *таблице 4.97.4*.

Таблица 4.7.4 - Характеристики водоотведения на время строительства объектов Байтуганского месторождения

Стадии работ	Количество работающих в сутки, чел.	Продолжительность работ, сут.	Бытовые сточные воды		Бытовые сточные воды от душевых		Всего	
			м³/сут	м³/период	м³/сут.	м³/период	м³/сут.	м³/период
Период строительства	117	420	2,925	1 228,5	11,5	4 830,0	14,425	6 058,5

По мере наполнения выгребной ямы хозяйственно-бытовые сточные воды будут вывозиться, МУП МО «город Бугуруслан» «Специальное автомобильное хозяйство» согласно договору №20087 от 11.12.2020 г. (см. Приложение Э Раздел 0261-01-00-ОВОС2.2).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							432

МУП МО «город Бугуруслан» «Специальное автомобильное хозяйство» имеет договор с ООО «Родник» № 5-ВС от 17.02.2020 г (см. Приложение Э Раздел 0261-01-00-ОВОС2.3), согласно которому, ООО «Родник» обязуется принимать хозяйственно-бытовые стоки с дальнейшим направлением на очистные сооружения и сбросом в поверхностный водоток р. Камышла. Согласно п. 5.2 договора, он ежегодно пролонгируется. Решение о предоставлении водного объекта в пользование № 285-2019 от 06.02.2019 г. представлено в (см. Приложение Э Раздел 0261-01-00-ОВОС2.3).

Сведения о качестве хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся в период строительства, приведены в таблице 4.7.5 согласно п. 6.7.2.2 ГОСТ Р 58367-2019 и Таблице 1.3 ИТС10-2015 «Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов».

Таблица 4.7.5 - Количество сточных загрязняющих веществ в сточных водах, образующихся в период строительных работ

Содержание загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых сточных водах (ГОСТ Р 583647-2019 п. 6.7.2.2)	Количество загрязнений на одного работающего при продолжительности смены 8 ч, г/сут	Концентрация загрязняющих веществ в сточной воде, мг/л (Табл. 1.3 ИТС10-2015)	Количество работающих в сутки, чел.	Продолжительность работ, сут.	Объем хозяйственно-бытовых сточных вод, м3/сут
Взвешенные вещества	22	217	114	420	14,425
БПК ₅ неосветленной жидкости	20	200			
БПК ₅ осветленной жидкости	12	-			
БПК _{полн} неосветленной жидкости*	25	240			
БПК _{полн} осветленной жидкости	13	-			
Азот аммонийных солей (N)	2,6	35			
Фосфаты	1,1	5			
В том числе от моющих веществ	0,5	0			
Хлориды (Cl)	3	-			
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	0,8	-			

*-БПК_{полн} рассчитан в соответствии с примечанием 4 Табл. 18 СП 32.13330.2020

В таблице 4.7.3 приведены сведения о нормативах состава сточных вод для очистных сооружений ООО «Родник» приведены согласно письму ООО «Родник» № 87 от 19.19.2022 (см. Приложение Э Раздел 0261-01-00-ОВОС2.3).

Анализируя сведения о качестве сточных вод, образующихся в период строительства (см. таблицу 4.7.5) и требования к качеству сточных вод, принимаемых на очистные сооружения ООО «Родник» (см. табл. 4.7.3), можно сделать вывод о соответствии качества направляемых на очистку хозяйственно-бытовых сточных вод нормативам состава сточных вод для очистных сооружений ООО «Родник».

Результат	№
Подпись	№
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

433

Согласно письму № 89 от 22.09.2022 (см. Приложение Э Раздел 0261-01-00-ОВОС2.3), ООО «Родник» имеет возможность принимать на очистные сооружения хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся при реализации намечаемой хозяйственной деятельности по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» в объеме, образующемся при проведении строительных работ, не более 30 м³/сут. Объем хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся в период строительных работ 14,425 м³/сут. Учитывая объем выгребного колодца для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод – 25 м³, периодичность вывоза сточных вод 1 раз в день. Следовательно, объем хозяйственно-бытовых стоков, направляемых на очистные сооружения ООО «Родник» не превышает разрешенного объема сточных вод - 30 м³/сут.

• **производственные сточные воды (после проведения гидроиспытаний)**

В период строительства проектируемых объектов Байтуганского месторождения образуются производственные сточные воды (после проведения гидроиспытаний). Объем производственных сточных вод равен объему воды, необходимому для проведения гидроиспытаний трубопроводов – **363 м³**.

После проведения гидравлических испытаний трубопроводов воду вывозят специализированной техникой на площадку УПН Байтуганского месторождения на площадку очистки пластовой воды и дальнейшего использования в технологическом процессе без сброса в водные объекты.

Сведения о качестве сточных вод, образующихся после гидроиспытания принято согласно п. 6.7.3.4 ГОСТ Р 58367-2019, за исключением нефтепродуктов, поскольку поставляемые трубопроводы не были в эксплуатации и не загрязнены нефтепродуктами (см. табл. 4.60.4):

- для взвешенных веществ - 300 мг/л;
- для БПК 20-40 мг/л.

Согласно техническим условиям на водоотведение (см. Приложение Б Раздел 0261-01-00-ОВОС2.1), сточные воды после гидроиспытаний направляются на УПН Байтуганского месторождения для дальнейшего использования в технологическом процессе.

Согласно ТУ на водоотведение, предельно-допустимое содержание загрязнений в сточной воде, принимаемой на УПН Байтуганского месторождения, составляет:

- для взвешенных веществ - 300 мг/л;
- для БПК 20-40 мг/л;
- для нефтепродуктов - 50-100 мг/л.

Следовательно, качество сточных вод после гидроиспытаний, направляемых на УПН Байтуганского месторождения соответствует ТУ на прием сточных вод, выданных ООО «БайТекс».

Согласно ТУ на водоотведение, предельно-допустимый объем сточных вод, принимаемых на УПН составляет 100 м³/сут. Согласно разделу 0261-01-00-ПОС (п. 7.10), учитывая максимально возможное количество привлекаемой спецтехники в день, откачка воды из наиболее протяженного испытываемого трубопровода от УЗ-5 до УПН осуществляется в течении 4-х дней.

Следовательно, объем сточных вод после гидроиспытаний, направляемых на УПН Байтуганского месторождения соответствует ТУ на прием сточных вод, выданных ООО «БайТекс».

Результат

Подпись

Имя, № докум.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

434

• **поверхностные сточные воды**

В период строительства проектируемых объектов возможно образование поверхностных сточных вод. В период выпадения атмосферных осадков на строительной площадке возможно скопление дождевых и талых вод.

Расчет расхода поверхностных сточных вод выполнен в соответствии с п. 7.3 СП 32.13330.2018 «Канализация. Наружные сети и сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85 и с учетом: «Рекомендаций по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты».

Расчетный объем дождевого стока от расчетного дождя в соответствии с СП 32.13330.2012 (п.7.3.1) определяется по формуле:

$$W_{д.оч} = 10 \times h_a \times \psi_{mid} \times F,$$

где:

F – площадь стока, га. Принята для максимальной территории площадки строительства, га;

h_a – расчетная величина максимально суточного слоя осадков за дождь, сток от которого подвергается очистке в полном объеме, мм.

ψ_{mid} – средний коэффициент стока для расчетного дождя, определяется в зависимости от вида поверхности, 0,2 – для грунтовых поверхностей, (принимается в соответствии с таблицей 13 СП 32.13330.2018 «Канализация. Наружные сети и сооружения» актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85).

Строительство трубопровода осуществляется участками длиной 53 м, наибольшая ширина траншеи по верху 2.0 м.

Суточный расчетный объем дождевого стока приведен в таблице 4.7.6, **исходя из максимального объема строительных работ за сутки.**

Таблица 4.7.6- Расчет объема поверхностных вод ($W_{д.оч. сут}$) за один дождь

Наименование покрытия	Площадь, F , га	ψ_{mid}	h_a , мм	$W_{д.оч.}$, м3
Участок траншеи длиной 53.0 м, шириной 2.0 м	0,0106	0,2	6,07	0,13
Площадка добывающей скважины	0,36	0,2	6,07	4,37
Общий суточный объем дождевых стоков на период строительства				4,2

Максимальный суточный объем талых вод определяется по формуле:

$$W_{т.сут} = 10 \times h_c \times a \times \psi_T \times F \times K_y$$

где:

– h_c – слой талых вод за 10 дневных часов в соответствии с п.7.3.4 «Рекомендаций по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты».

При отсутствии данных в соответствии с п.7.3.4 «Рекомендаций по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты» высота слоя талых вод

Резон или №

Подм и дата

Изм. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

435

h_c принимается по таблице 12 в зависимости от климатического района РФ при обеспеченности 50-95%.

Максимальный суточный объем талых вод приведен в таблице 4.7.7 исходя из максимального объема строительных работ за сутки.

Таблица 4.7.7 - Максимальный суточный объем талых вод

Наименование площади стока	F, га	a	h_c , мм	Ψ_T	K_y	$W_{т.сут.м3}$
Участок траншеи длиной 53.0 м, шириной 2.0 м	0,0106	0,8	6	0,6	0,5	0,2
Площадка добывающей скважины	0,36	0,8	8	0,6	0,5	6,9
Общий суточный объем дождевых стоков на период строительства						7,1

Среднегодовой объем поверхностных сточных вод определяется в соответствии с СП 32.13330.2018 (п.7.2.1) по формуле:

$$W_{Г} = W_{д} + W_{т} + W_{м},$$

где $W_{д}$, $W_{т}$ – среднегодовой объем дождевых и талых вод, м3, $W_{м}$ – объем поливомоечных вод, м3. Поливомоечные воды отсутствуют.

Среднегодовой объем дождевых ($W_{д}$) и талых ($W_{т}$) вод определяется по формулам:

$$W_{д} = 10h_{д}\Psi_{д} F$$

$$W_{т} = 10h_{т}\Psi_{т} F$$

где F – общая площадь стока, га

$h_{д} = 248$ мм – слой осадков, мм, за теплый период года, определяется по табл. 4.1 СП 131.13330.2020;

$h_{т} = 132$ мм – слой осадков, мм, за холодный период года (определяет общее годовое количество талых вод) или запас воды в снежном покрове к началу снеготаяния, определяется по табл. 3.1 СП 131.13330.2020;

$\Psi_{д}$ – общий коэффициент стока дождевых вод, рассчитанный как средневзвешенная величина для всей площади стока с учетом постоянных коэффициентов дождевого стока (Ψ_{mid}) с разного вида покрытий, принимается равным 0.6 для асфальтобетонных покрытий;

$\Psi_{т}$ – общий коэффициент стока талых вод, определённый с учетом уборки снега и потерь воды за счет частичного впитывания водопроницаемыми поверхностями в период оттепелей принимается равным 0.7.

Среднегодовой объем поверхностных сточных вод для всех проектируемых сооружений приведен в таблице 4.9.6. Строительство всех проектируемых сооружений предусматривается в течении 21 месяца.

Общее количество строящихся скважин 61 шт.

Расчетное количество скважин, построенных за месяц:

$$61 / 21 = 2.9 \text{ шт.}$$

Расчетное количество скважин, построенных за год:

$$2.9 \times 12 = 34.8 \text{ шт.}$$

Общая протяженность выкидных трубопроводов 16795.1 м.

Расчетное количество выкидных трубопроводов, проложенных за месяц:

$$16795.1 / 21 = 799.77 \text{ м}$$

Резон или №

Подм и дата

Изм. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

436

Расчетное количество трубопроводов, проложенных за год:
 $799.77 \times 12 = 9597.2 \text{ м}$

Общая протяженность нефтегазосборных трубопроводов 50676.5 м.

Расчетное количество нефтегазосборных трубопроводов, проложенных за месяц:
 $50676.5 / 21 = 2413.2 \text{ м}$

Расчетное количество трубопроводов, проложенных за год:
 $2413.2 \times 12 = 28958.4 \text{ м}$

Общая протяженность переподключаемых выкидных трубопроводов от существующих скважин 13583.8 м.

Расчетное количество переподключаемых выкидных трубопроводов, проложенных за месяц:
 $13583.8 / 21 = 646.8 \text{ м}$

Расчетное количество трубопроводов, проложенных за год:
 $646.8 \times 12 = 7761.6 \text{ м}$

Общая протяженность высоконапорных водоводов 1988,2 м.

Расчетное количество высоконапорных водоводов, проложенных за месяц:
 $1988.2 / 21 = 94,7 \text{ м}$

Расчетное количество высоконапорных водоводов, проложенных за год:
 $94.7 \times 12 = 1136,4 \text{ м}$

Площадки узлов запорной арматуры

- площадка УЗ№8 размером 3,8х10,3м с ограждением 5,0х11,5м F=0.00575 га;
- площадка УЗ№9 размером 4,8х10,3м с ограждением 6,0х11,5м F=0.0069 га;
- площадка УЗ№10 размером 2,3х5,3м с ограждением 3,0х6,5м F=0.00195 га;
- площадка УЗ№13 размером 2,8х15,3м с ограждением 4,0х16,5м F=0.0066 га;
- площадка УЗ№6 размером 3,3х8,3м с ограждением 4,5х9,5м F=0.00428 га;
- площадка УЗ№7 размером 1,8х3,8м с ограждением 3,0х5,0м F=0.0015 га;
- площадка УЗ№52 размером 1,8х5,3м без ограждения F=0.00095 га;
- площадка УЗ№53 размером 3,3х3,0м без ограждения (на территории АГЗУ№27 (сущ.) F=0.00099 га;
- площадка УЗ№71 размером 2,5х2,0м с ограждением 6,0х4,0м F=0.0024 га;
- площадка УЗ№72 размером 4,0х3,0м с ограждением 8,0х4,0м F=0.0032 га;
- площадка УЗ№73 размером 3,5х4,8м с ограждением 4,0х9,0м F=0.0036 га;
- площадка УЗ№74 размером 3,2х3,7м с ограждением 4,0х6,0м F=0.0024 га;
- площадка УЗ№75 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га;
- площадка УЗ№76 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га;
- площадка УЗ№77 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га;
- площадка УЗ№78 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га;
- площадка УЗ№32 размером 2,3х2,5м с ограждением 4,0х6,0м F=0.0024 га;
- площадка УЗ№30 размером 3,4х4,5м с ограждением 5,0х8,0м F=0.004 га;
- площадка УЗ№24 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га;
- площадка УЗ№22 размером 2,3х2,5м с ограждением 4,0х6,0м F=0.0024 га;
- площадка УЗ№19 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га;
- площадка УЗ№18 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га;
- площадка УЗ№16 размером 2,6х2,5м с ограждением 4,0х6,0м F=0.0024 га;
- площадка УЗ№23 размером 2,0х2,0м с ограждением 2,0х2,0м F=0.0004 га;
- площадка УЗ№22(а) размером 4,0х3,0м с ограждением 4,0х3,0м F=0.0012 га;
- площадка УЗ№48(Б) размером 5,0х6,0м без ограждения (на территории АГЗУ-20) F=0.003 га;

Имя № документа	Подпись и дата	Результат №	площадка УЗ№177 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га; - площадка УЗ№78 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га; - площадка УЗ№32 размером 2,3х2,5м с ограждением 4,0х6,0м F=0.0024 га; - площадка УЗ№30 размером 3,4х4,5м с ограждением 5,0х8,0м F=0.004 га; - площадка УЗ№24 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га; - площадка УЗ№22 размером 2,3х2,5м с ограждением 4,0х6,0м F=0.0024 га; - площадка УЗ№19 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га; - площадка УЗ№18 размером 2,8х4,0м с ограждением 4,0х7,0м F=0.0028 га; - площадка УЗ№16 размером 2,6х2,5м с ограждением 4,0х6,0м F=0.0024 га; - площадка УЗ№23 размером 2,0х2,0м с ограждением 2,0х2,0м F=0.0004 га; - площадка УЗ№22(а) размером 4,0х3,0м с ограждением 4,0х3,0м F=0.0012 га; - площадка УЗ№48(Б)размером 5,0х6,0м без ограждения (на территории АГЗУ-20) F=0.003 га;					
			0261-01-00-ОВОС1					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист		
						437		

- площадка УЗ№47(А) размером 2,8х1,8м с ограждением 3,0х4,0м $F=0.0012$ га;
- площадка УЗ№47 размером 2,8х1,8м с ограждением 3,0х4,0м $F=0.0012$ га;
- площадка УЗ№45А размером 1,8х1,8м с ограждением 3,0х3,0м $F=0.0009$ га;
- площадка УЗ№46(А) размером 2,30х3,3м с ограждением 3,5х4,0м $F=0.0014$ га;
- площадка УЗ№3 размером 19х5,0м без ограждения $F=0.0095$ га;
- площадка УЗ№5 размером 6,0х8,0м с ограждением 8,0х11,0м $F=0.0088$ га;

Общая площадь узлов запорной арматуры
 $F=0.09892$ га

Площадка входной гребёнки ГР-1 размером 6,0х6,0 м $F=0.0036$ га;

Площадка под узел подключения к трубопроводу агрегата для нагнетания горячей нефти размером 2,0х3,0м $F=0.0006$ га;

Площадки камер пуска МКПУ очистных устройств (2 шт.) размером 6,8х4,0м $F=2 \times 0.00272 = 0.00544$ га;

Площадки камер приема МКПУ очистных устройств (2 шт.)

Габарит площадки – 5.8х4.0 м. $F= 2 \times 0.00232 = 0.00464$ га;

Площадка водозаборной скважины 6с $F= 0.005$ га

Общая площадь строящихся площадок $F=0.1182$ га

Расчетная площадь площадок, построенных за месяц:

$$0.1182 / 21 = 0.00563 \text{ м}^2$$

Расчетное площадь площадок, построенных за год:

$$0.00563 \times 12 = 0.06756 \text{ м}^2$$

Кабельные линии

Общая протяженность кабельных линий шириной 0.5 м - 305 м

Расчетное количество кабельных линий шириной 0.5 м, проложенных за месяц:

$$305 / 21 = 14.52 \text{ м}$$

Расчетное количество кабельных линий шириной 0.5 м, проложенных за год:

$$14.52 \times 12 = 174.3 \text{ м}$$

Общая протяженность кабельных линий шириной 0.9 м - 110 м

Расчетное количество кабельных линий шириной 0.9 м, проложенных за месяц:

$$110 / 21 = 5.24 \text{ м}$$

Расчетное количество кабельных линий шириной 0.9 м, проложенных за год:

$$5.24 \times 12 = 62.9 \text{ м}$$

Среднегодовые объемы дождевых и талых вод приведены в таблице 4.7.8.

Таблица 4.7.8 - Среднегодовые объемы дождевых и талых вод

Наименование площади стока	F, га	Ψд	hд,мм	Wд,м3	Ψт	hт,мм	Wт,м3	Wгод
Траншея для выкидных трубопроводов длиной 9597.2 м, шириной 2.0 м	1.91944	0.2	248	952.0	0.7	132	1773.6	2725.6
Площадка добывающей скважины	0,36 х 34.8 = 12.528	0,2	248	178.56 х 34.8 = 6213.89	0,7	132	332.64 х 34.8 = 11575.87	511.2 х 34.8 = 17789.76

Резки или №

Подм и длина

Изм. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

438

(расчетное количество 34.8 шт. в год)								
Траншея для нефтегазосборных трубопроводов длиной 28958.4 м, шириной 2.0 м	5.79168	0,2	248	2872.7	0,7	132	5351.5	8224.2
Переподключения выкидных трубопроводов от существующих скважин длиной 7761.6 м, шириной 2.0 м	1.55232	0,2	248	770.0	0,7	132	1434.3	2204.3
Траншея для высоконапорных водоводов длиной 1136.4 м, шириной 2.0 м	0.22728	0,2	248	112.7	0,7	132	210.0	322.7
Площадки: Узлов запорной арматуры, входной гребёнки ГР-1, камер пуска, приема МКПУ очистных устройств, узла подключения к трубопроводу агрегата для нагнетания горячей нефти, водозаборной скважины 6с	0.06756	0,2	248	33.5	0,7	132	62.4	95.9
Кабельные линии длиной 174.3 м, шириной 0.5 м	0.008715	0,2	248	4.3	0,7	132	8.1	12.4
Кабельные линии длиной 62.9 м, шириной 0.9 м	0.005661	0,2	248	2.8	0,7	132	5.2	8.0
Всего				10961.89			20420.97	31382.86

Расчетное количество дождевых и талых вод за весь период строительства (21 месяц или 1,75 года) составит: $31382,86 \times 1,75 = 54920.005 \text{ м}^3/\text{период}$

Проектируемые добывающие скважины расположены как одиночно, так и в кустах с существующими скважинами. Поверхностные стоки, образуемые в период строительства на площадках существующих скважин собираются в существующие канализационные емкости, установленные на действующих кустовых площадках. Для сбора дождевых и талых сточных вод, образующихся при строительстве одиночных скважин, предусматривается устройство водосборных прямков, глубиной 0,5м по периметру площадки скважины (см. п. 4 раздела ПОС). Необходимость откачки стоков из прямков определяется с помощью ежедневного мониторинга. При строительстве линейных объектов, сбор дождевых сточных вод

Резки или №

Подм и длина

Изм. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

439

Анализ вероятной аварийной ситуации, связанной с полной разгерметизацией высоконапорных водоводов проведен в п. 4.13.1.

Для расчета сценария аварии был принят:

- наиболее протяжённый высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402, L=1406,70 м, для определения максимально возможного объема разлива воды;

- высоконапорный водовод от скв. №6с до скв. №1715, как наиболее близкий к поверхностному водотоку р. Окана, находится на расстоянии 116 м к западу от реки, L = 479,70м.

Результаты проведенных расчетов показали, что максимальный объем разлива воды при полной разгерметизации высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402 - 6,01 м³ площадь разлива 120,2 м², диаметр разлива жидкости при полной разгерметизации водовода составляет 12,38 м. Высоконапорный водовод находится на расстоянии 934 м к западу от р. Мокрый Якшигул. Следовательно, загрязнение поверхностного водотока высокоминерализованными водами, исключено.

Результаты расчетов вероятного аварийного сценария «В», связанного с разгерметизацией высоконапорного водовода от скв. № 6с до скв. № 1715 показали: объем вылившейся воды 2,09 м³, площадь разлива 41,9 м², диаметр разлива жидкости составляет 7,31 м. Расстояние до ближайшего водотока – р. Окана, 116 м. Следовательно, загрязнение поверхностного водотока высокоминерализованными водами, исключено.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от АГЗУ-11 до УПН, УЗ№35 до УПН и УЗ№5 до УПН пересекают поверхностные водотоки: реку Мокрый Якшигул и ручьи без названия. Переходы выполнены в надземном исполнении, на порталных опорах. На участках перехода через естественные преграды нефтегазосборных трубопроводов (в начале и в конце перехода) установлены запорные арматуры с электроприводом.

При штатном режиме эксплуатации нефтегазосборных трубопроводов, пересекающих водные преграды, прямое негативное воздействие линейных сооружений на поверхностные водотоки не прогнозируется, поскольку данные линейные сооружения конструктивно представляют собой герметичную систему.

К основным видам косвенного негативного воздействия проектируемых объектов на поверхностные водотоки можно отметить:

- нарушение заливной поймы;

- потери водных биоресурсов в результате сокращения перераспределения или утраты естественного стока с деформированной поверхности водосборного бассейна. Натуральный ущерб водным биологическим ресурсам, определённый для периода эксплуатации (20 лет) в разделе «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные биоресурсы и среду их обитания по объекту: «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», в количестве 0,10 кг;

- в долгосрочной перспективе изменение русла реки Мокрый Якшигул и ручья без названия в результате процессов заиливания в заливной пойме.

Переход нефтегазосборного трубопровода от УЗ №35 до УПН через р. Мокрый Якшигул на ПК40+29,10-ПК41+23,70 попадает в заливную пойму р. Мокрый Якшигул при УВВ10% 181,61 м БС. Переход нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-22 до ДНС-2 попадает в заливную пойму ручья без названия на ПК34+47,80-ПК35+8,20 при УВВ10% 180,47м БС в районе ДНС-2. Расположение порталных опор в заливной пойме может стимулировать аккумуляцию наносов и, в долгосрочной перспективе, изменению русла реки и ручья без названия.

Результат

Подпись

Имя, № докум.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

441

Основное негативное воздействие на поверхностные водотоки возможно только в случае возникновения аварийной ситуации на участках перехода линейных объектов через водные преграды.

В п. 4.12.1 данного раздела рассмотрен сценарий вероятной аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией наиболее протяжённого участка нефтегазосборного коллектора от УЗ№5 до УПН. Согласно проведенным расчетам, площадь разлива нефти при разгерметизации нефтегазосборного трубопровода от УЗ№5 до УПН составит 6 533,3м², при этом не исключена вероятность перелива нефтяного пятна в реку Мокрый Якшигул.

В этом случае неизбежными являются последствия негативного воздействия нефтепродуктов на водные биоресурсы.

Нефтепродукты относятся к числу наиболее вредных химических загрязнителей. Действие нефтепродуктов на водную фауну происходит в нескольких направлениях:

- поверхностная плёнка нефти задерживает диффузию газов из атмосферы в воду и нарушает газовый обмен водоёма, создавая дефицит кислорода;
- маслянистые вещества, покрывая поверхность жабр тонкой плёнкой, нарушают газообмен и приводят к асфиксии рыб;
- водорастворимые соединения легко проникают в организм рыб;
- при концентрации нефти 0,1 мг/л мясо рыб приобретает неустраняемый "нефтяной" запах и привкус;
- донные отложения нефти подрывают кормовую базу водоёмов и поглощают кислород из воды.

При наличии нефтяной пленки резко падает количество растворенного в воде кислорода, т.к. он расходуется на окисление нефтепродуктов. Растворению новой порции кислорода препятствует плёнка нефти на поверхности воды. Уменьшение кислорода в водной толще отрицательно сказывается на жизнедеятельности гидробионтов. Так, при содержании кислорода 4,5 мг/л наблюдается угнетение дыхания рыб. Нефтяная пленка нарушает и другие физико-химические процессы в водоёме, способствует повышению температуры поверхностного слоя воды. В результате планктон - важная составная часть кормовой базы рыб - прекращает размножаться.

С поверхности водоёма из нефтяной пленки лёгкие фракции испаряются, водорастворимые - растворяются в воде, тяжелые фракции адсорбируются на твердых, взвешенных в воде частицах, оседают и накапливаются на дне водоёма. Часть из них разлагается, загрязняя воду растворимыми продуктами распада, а часть вновь выносится на поверхность с выделяющимися со дна газами. Каждый пузырёк донного газа, выходя на поверхность воды, лопаётся, образуя нефтяное пятно. Образование загрязненного нефтью донного осадка приводит к отравлению им зоо- и фитобентоса, служащего пищей для рыб. При сильном нефтяном загрязнении образуются зоны, практически лишённые жизни, если не считать развивающихся в большом количестве нефтеокисляющих бактерий.

В процессе эксплуатации проектируемых сооружений образуются производственно-дождевые и талые сточные воды с технологических площадок следующих объектов:

- добывающие скважины – 57 шт.;
- скважины, переведенные из системы нагнетания в добывающие – 4 шт.;
- площадка блока гребенки ГР-1, установленная на УПН Байтуганского месторождения;
- камера приема МКПУ очистных устройств DN 150 на нефтегазосборном трубопроводе УЗ №35-УПН, установленная на УПН Байтуганского месторождения;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	442

Сведения о проектируемых системах производственно-дождевой канализации и расчет расхода производственно-дождевых сточных вод с площадок представлены согласно Разделу 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта» Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», Часть 3 «Система водоотведения», 0261-01-00-ИЛО5-03.

Проектируемые добывающие скважины расположены как одиночно, так и в кустах с существующими скважинами. В настоящее время на территории проектируемых одиночных скважин системы канализации отсутствуют. С площадок устьев существующих добывающих скважин производственно-дождевые стоки отводятся в существующие канализационные емкости, для обустраиваемых скважин, расположенных в кусте с существующими скважинами, дополнительно устанавливается канализационная емкость.

Для сбора и отвода дождевых и талых вод с проектируемых площадок скважин предусматривается устройство производственно-дождевой канализации. Для приема стоков на площадках устанавливаются дождеприемники. Пропускная способность сети и сооружений дождевой канализации рассчитана на прием сточных вод по наибольшему расчётному расходу дождевых вод с открытых площадок.

Дождевая канализация с площадок скважин запроектирована самотечная. В соответствии с п.6.7.3.7 ГОСТ 58367-2019 система канализации закрытая, диаметр трубопроводов канализации от дождеприемников принят 200 мм. Уклон трубопроводов от дождеприемников принят не менее 0.02.

Трубы системы канализации стальные по ГОСТ 8732-78 с двухслойной наружной изоляцией «весьма усиленного» типа на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-005-11928001-09.

Грунты на площадке – суглинки.

Монтаж и укладку труб производятся согласно СП 129.13330.2019.

Отвод производственно-дождевых стоков от устья каждой скважины предусмотрен по системе самотечных трубопроводов в проектируемые канализационные емкости объемом по 5 м³, выполненные из сборных железобетонных элементов по ГОСТ 8020-90. Каждая канализационная емкость оборудована гидрозатвором высотой 0,25 м, вентиляционной трубой. Для обеспечения взрывопожаробезопасности на вентиляционном патрубке устанавливается огнепреградитель ОП 100.

Водонепроницаемость емкости объемом 5 м³ достигается путем покрытия внутренних и наружных поверхностей:

- мастика битумная гидроизоляционная – 2 слоя;
- горячий битум – 1 слой.

Днище канализационной емкости выполнено из бетонной плиты ПН 15 (бетон кл.В10, толщиной 80 мм), с битумной гидроизоляцией, уложенной на слой ПГС 100 мм, по уплотненному грунту (см. графическую часть 0261-01-00-ИЛО5-03, Лист 46)

Снаружи предусмотрена обмазка мятой глиной слоем толщиной 200 мм.

Контроль за наполнением канализационных емкостей осуществляется визуально, путем погружения в емкость щупа (метроштока).

Проектом так же предусматривается перенос существующих канализационных емкостей (колодцев из сборных ж/б элементов), попадающих под проектируемые площадки, и расположение этих емкостей на расстоянии не менее 9 метров от площадок устьев скважин.

Рзм. ил. №						0261-01-00-ОВОС I	Лист
Подп. и. дата							443
Изм. № подл.							

и наружных поверхностей:

- мастика битумная гидроизоляционная – 2 слоя;
- горячий битум – 1 слой.

Днище канализационной емкости выполнено из бетонной плиты ПН 15 (бетон кл.В10, толщиной 80 мм), с битумной гидроизоляцией, уложенной на слой ПГС 100 мм, по уплотненному грунту (см. графическую часть 0261-01-00-ИЛО5-03, Лист 46)

Снаружи предусмотрена обмазка мятой глиной слоем толщиной 200 мм.

Контроль за наполнением канализационных емкостей осуществляется визуально, путем погружения в емкость шупа (метроштока).

Проектом так же предусматривается перенос существующих канализационных емкостей (колодцев из сборных ж/б элементов), попадающих под проектируемые площадки, и расположение этих емкостей на расстоянии не менее 9 метров от площадок устьев скважин.

На территории УПН Байтуганского месторождения настоящим проектом предусматривается площадка входной гребенки ГР-1 и две камеры приема МКПУ очистных устройств, оборудованные дождеприемниками.

В соответствии с техническими условиями отвод производственно-дождевых стоков с площадки узла входной гребенки по самотечному проектируемому трубопроводу в проектируемый колодец с гидрозатвором и далее в существующую сеть производственно-дождевой канализации УПН Байтуганского месторождения. (см. ТУ на водоотведение в Приложении Б Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1).

Характеристика сооружений канализации проектируемых объектов Байтуганского нефтяного месторождения представлена в *таблице 4.7.9*.

Таблица 4.7.9 – Характеристика сооружений канализации проектируемых объектов Байтуганского нефтяного месторождения

Наименование сооружений	Применённое оборудование		Номер, тип проекта, ОСТ, ГОСТ
	Характеристика	Количество	
Емкость для сбора промливневых стоков с площадки скважин (61 шт.) и ГР-1	Сборные железобетонные элементы $V = 5 \text{ м}^3$	62	ГОСТ 8020-90

Согласно разделу 0261-014-00-ИЛО5-03 «Система водоотведения», для расчета объема образующихся производственно-дождевых и талых сточных вод площадки обустройства устьев скважин приняты двух типов.

Площадь площадки устья скважины I типа составляет 1.7 м^2 (0.00017 га).

Площадь площадки устья скважины II типа составляет 8.0 м^2 (0.0008 га).

К площадкам II типа относятся площадки устьев скважин 590, 809А. Остальные площадки устьев скважин относятся к I типу.

Расходы сточных вод приведены в таблице 4.7.9.

Таблица 4.7.9 – Расход производственно-дождевых стоков

Наименование объектов водоотведения	Площадь канализования, Га	Объем расчетного дождя, $W_{\text{оч. сут.}}$, $\text{м}^3/\text{сут.}$	Объем талых стоков, $\text{м}^3/\text{сут.}$	Среднегодовой объем стоков, $\text{м}^3/\text{год}$
Площадка устья скважины I типа	$0.00017 \times 59 = 0.01003$	$0.0098 \times 59 = 0.5782$	$0.0033 \times 59 = 0.1947$	$0.41 \times 59 = 24.2$
Площадка устья скважины II типа	$0.0008 \times 2 = 0.0016$	$0.0461 \times 2 = 0.0922$	$0.0154 \times 2 = 0.0308$	$1,94 \times 2 = 3.9$
Площадка входной гребенки ГР-1	0,0036	0.21	0.07	8.7
Камера приема МКПУ очистных устройств DN 150 на нефтегазосборном трубопроводе УЗ №35-УПН	0,0015	0,09	0,03	3,6
Камера приема МКПУ очистных устройств DN 150 на нефтегазосборном	0,0015	0,09	0,03	3,6

Результат

Подпись

Имя, № докум.

0261-01-00-ОВОС1

Лист

444

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Наименование объектов водоотведения	Площадь канализования, Га	Объем расчетного дождя, $W_{\text{оч. сут.}}$, м ³ /сут.	Объем талых стоков, м ³ /сут.	Среднегодовой объем стоков, м ³ /год
трубопроводе АГЗУ-11 -УПН				
Всего		1,0604	0,3555	44

Средняя концентрация загрязнителей в поверхностных (дождевых) сточных водах, сбрасываемых с технологических площадок проектируемых объектов принимается в соответствии сп. 6.7.3.1 ГОСТ Р 58367-2019:

- для взвешенных веществ – 300 мг/л;
- для БПК – 20-40 мг/л;
- для нефтепродуктов – 50-100 мг/л.

Согласно ТУ на водоотведение по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», по мере заполнения канализационных емкостей производственно-дождевые стоки будут вывозиться спецавтотранспортом на УПН Байтуганского месторождения и использованием ее в технологическом процессе (см. 0261-01-00-ОВОС Книга 2 приложение Б).

Согласно ТУ на водоотведение, предельно-допустимое содержание загрязнений в сточной воде, принимаемой на УПН Байтуганского месторождения, составляет:

- для взвешенных веществ - 300 мг/л;
- для БПК 20-40 мг/л;
- для нефтепродуктов - 50-100 мг/л.

Следовательно, качество производственно-дождевых и талых сточных вод, направляемых на УПН Байтуганского месторождения соответствует ТУ на прием сточных вод, выданных ООО «БайТекс».

Согласно ТУ на водоотведение, предельно-допустимый объем сточных вод, принимаемых на УПН составляет 100 м³/сут. Расчетный объем производственно-дождевых сточных вод во всех проектируемых площадок составляет 1,0604 м³/сут., расчетный объем талых сточных вод со всех проектируемых площадок составляет 0,3555 м³/сут.

Следовательно, объем производственно-дождевых и талых сточных вод, направляемых на УПН Байтуганского месторождения соответствует ТУ на прием сточных вод, выданных ООО «БайТекс».

На технологических площадках обустриваемых скважин постоянное присутствие работающего персонала не предусмотрено, для обслуживания данных промысловых увеличения обслуживающего персонала не требуется. Обслуживание проектируемых скважин IX очереди предусматривается существующим персоналом бригады ЦДНГ ООО «БайТекс», дислоцированной на территории УПН Байтуганского месторождения без увеличения численности. Присутствие персонала на объекте ограниченное (периодические объезды). Объем хозяйственно-бытовых сточных вод, образуемых в результате деятельности работающего персонала учтен в «нулевом варианте» и приведен в п. 2.1.4.

Поэтому расчет количества хозяйственно-бытовых сточных вод на период эксплуатации проектируемых объектов не производился.

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

445

4.8 Баланс водопотребления и водоотведения

Таблица 4.8.1 - Баланс водопотребления и водоотведения при производстве демонтажных и строительных работ

Потребители	Водопотребление								Водоотведение				
	На хозяйственно-бытовые нужды		Душевые кабины		На производственные нужды		На противопожарные нужды		В бытовую канализацию (выгребной колодец)	Площадка УПН Байтуганского м-я		Безвозвратное потребление	
	м³/сут.	м³/период	м³/сут.	м³/период	м³/сут.	м³/период	л/с	м³/сут.	м³/сут.	м³/период	м³/сут.	м³/период	м³/период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Период демонтажных работ (3 месяца)													
1. Хозяйственно-бытовые нужды	0,8	48,0	3,0	180,0					3,8	228,0			-
2. Производственные нужды					0,024	1,44					-	-	1,44
3.Противопожарные нужды							0,2	-					-
Итого в период демонтажных работ	0,8	48,0	3,0	180,0	0,024	1,44	0,2	-	3,8	228,0	-	-	1,44
Период строительных работ (21 месяц)													
1. Хозяйственно-бытовые нужды	2,925	1 228,5	11,5	4 830,0					14,425	6 058,5			-
2. Производственные нужды, в том числе гидроиспытание трубопроводов					390,36	11 854,2					363,0	363,0	11 491,2
3.Противопожарные нужды							0,2						
Итого в период строительства	2,925	1 228,5	11,5	4 830,0	390,36	11 854,2	0,2	-	14,425	6 058,5	363,0	363,0	11 491,2

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Таблица 4.8.2 - Баланс водопотребления и водоотведения для периода эксплуатации объектов Байтуганского месторождения

Потребители	Водопотребление				Водоотведение			
	На хозяйственно-бытовые нужды		На производственные нужды (система ППД)		На производственные нужды (система ППД)		Площадка УПН Байтуганского месторождения	
	м³/сут.	тыс.м³/год	м³/сут.	тыс.м³/год	м³/сут.	тыс.м³/год	м³/сут.	тыс.м³/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.Система поддержания пластового давления			2 184	797,16	2 184	797,16		
2.Площадки обустраиваемых добывающих скважин*							1,4159	0,044
Итого в период эксплуатации	-	-	2 184	797,16	2 184	797,16	1,4159	0,044

*-образование производственно-дождевых и талых сточных вод

Инв. № инв. №	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

капитального строительства», «Смета на строительство объектов капитального строительства») см. таблицу 4.9.1.

Таблица 4.9.1 – Количество используемых материалов

Используемые строительные материалы	Ед. изм.	Количество материалов
Щебень	м ³	277,7456
ПГС	м ³	158,1544
Песок	м ³	17,1295
Бетон	м ³	48,6716
Металлоконструкции (демонтаж)	т	426,24
Стальные конструкции, трубопроводы (монтаж)	т	990,47

Согласно договору на строительство, Подрядчик обеспечивает выполнение на территории проведения работ необходимые мероприятия по санитарно-экологической обстановке, а также сдачу образовавшегося отхода организации, имеющей лицензию на утилизацию данного вида отхода.

Согласно разделу 0261-01-00-ПОД, период выполнения демонтажных работ – 3 месяца (60 рабочих дней).

Согласно разделу 0261-01-00-ПОС, период выполнения строительных работ – 21 месяц (420 рабочих дней).

Согласно разделу 0261-01-ООСЗ, 0261-01-ООС4, 0261-01-ООС5 период выполнения работ по биологической рекультивации составляет 3 месяца в год в наиболее благоприятный вегетационный период (60 рабочих дней), в течении трех лет.

На этапе демонтажа существующих объектов образуются следующие виды отходов

- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код ФККО 7 33 100 01 72 4);
- пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные (код - 7 36 100 01 30 5);
- лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код ФККО 4 61 200 01 51 5);
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) (код ФККО 9 19 204 02 60 4);
- абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов (код ФККО 4 56 100 01 51 5);
- жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин (код ФККО 7 32 221 01 30 4);
- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 4 02 312 01 62 4);
- отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные (код ФККО 4 34 110 02 29 5).

В случае возникновения аварийной ситуации (разлитие ГСМ), вероятно образование следующих отходов:

Результат №	- жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин (код ФККО 4 36 100 01 31 5); - спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 4 02 312 01 62 4); - отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные (код ФККО 4 34 110 02 29 5). В случае возникновения аварийной ситуации (разлитие ГСМ), вероятно образование следующих отходов:																										
Подп. и дата																											
Име № подл.																											
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">0261-01-00-ОВОС I</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>449</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>													0261-01-00-ОВОС I	Лист							449	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
						0261-01-00-ОВОС I	Лист																				
							449																				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																						

- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);
- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 31 100 01 39 3);
- коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (Код ФККО 4 91 102 01 52 4).

Расчет массы абразивной пыли, образующейся в при резке металла не осуществлялся, поскольку работы осуществляются вне слесарных мастерских и сбор пыли затруднён.

Расчет кожаной обуви, утратившей потребительские свойства непосредственно для периода демонтажных работ не проводился, поскольку норма выдачи спецобуви – 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период демонтажных работ – 3 месяца.

При расчете спецодежды х/б и смешанных волокон, утратившей потребительские свойства, не учитывались различные виды костюмов, выдаваемых работникам 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период демонтажных работ – 3 месяца.

Расчет количества отходов средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства непосредственно для периода демонтажных работ не проводился, поскольку эксплуатационный срок использования защитных очков, составляет 1 год (Примечание 9 к Типовым нормам, утвержденным Приказом Минздравсоцразвития России от 16.07.2007 г. № 477). Период демонтажных работ составляет 3 месяца.

Расчет касок защитных, утративших потребительские свойства не производился, поскольку минимальный срок эксплуатации 3 года (п. 5 ГОСТ 12.4.4.128-83).

Расчет отходов осветительных приборов не проводился, поскольку демонтажные работы осуществляются в дневное время суток, без использования искусственного освещения.

Ожидаемые объемы образования отходов в период демонтажных работ при безаварийном режиме:

	т/период
Отходы IV класса опасности	3,2155
Отходы V класса опасности	429,1941
Итого:	432,4096

Ожидаемые объемы образования отходов в период демонтажных работ с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/период
Отходы III класса опасности	0,9976
Отходы IV класса опасности	3,2347
Отходы V класса опасности	429,1941
Итого:	433,4264

На этапе строительства объекта (земляные, строительно-монтажные работы - монтаж оборудования):

- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код ФККО 7 33 100 01 72 4);
- пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные (код ФККО - 7 36 100 01 30 5);

Результат	
Подпись	
Имя	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							450

- отходы изолированных проводов и кабелей (код ФККО 4 82 302 01 52 5);
- лом и отходы стальных изделий незагрязненные (код ФККО 4 61 200 01 51 5);
- шлак сварочный (код ФККО 9 19 100 02 20 4);
- остатки и огарки стальных сварочных электродов код (код ФККО 9 19 100 01 20 5);
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) (код ФККО 9 19 204 02 60 4);
- обтирочный материал, загрязненный материалами лакокрасочными и аналогичными для нанесения покрытий, малоопасный. Код ФККО 9 19 302 53 60 4;
- отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные (код ФККО 4 34 110 02 29 5);
- отходы битума нефтяного строительного (код ФККО 8 26 111 11 20 3);
- отходы шлаковаты незагрязненные (код ФККО 4 57 111 01 20 4);
- тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %) (код ФККО 4 68 112 02 51 4);
- жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин (код ФККО 7 32 221 01 30 4);
- отходы средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства (код ФККО 4 91 105 11 52 4);
- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 4 02 312 01 62 4);
- отходы строительного щебня незагрязненные (Код ФККО 8 1 9 1 00 0 3 21 5);
- отходы песчано-гравийной смеси незагрязненные (Код ФККО 8 21 511 11 40 5);
- отходы песка незагрязненные (Код ФККО 8 19 100 01 49 5);
- лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Код ФККО 8 22 201 01 21 5);
- обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства (код ФККО 4 03 101 00 52 4).

В случае возникновения аварийной ситуации (разлитие ГСМ), вероятно образование следующих отходов:

- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);
- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 31 100 01 39 3);
- коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (Код ФККО 4 91 102 01 52 4).

Расчет массы абразивной пыли, образующейся в при резке металла не осуществлялся, поскольку работы осуществляются вне слесарных мастерских и сбор пыли затруднен.

Потери лакокрасочных материалов происходят за счет испарения, брызг и капель: отходы специально не собираются.

Расчет касок защитных, утративших потребительские свойства не производился, поскольку минимальный срок эксплуатации 3 года (п. 5 ГОСТ 12.4.4.128-83).

Продувка и прочистка трубопроводов перед гидроиспытанием осуществляется компрессором ЗИФ-55. Периодичность замены синтетического масла, используемого в компрессоре составляет 4000 рабочих часов. Согласно разделу 6 ПОС, период строительства составляет 21 месяц. В период демонтажных работ компрессор ЗИФ-55 не используется. Количество часов работы ЗИФ-55 в период строительства составляет 2520 часов, что меньше

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							451

нормативного срока работы для периодической замены синтетического масла. Поэтому, в настоящем проекте расчет отходов синтетических масел компрессорных, не проводился.

Расчет отходов осветительных приборов не проводился, поскольку демонтажные работы осуществляются в дневное время суток, без использования искусственного освещения.

Ожидаемые объемы образования отходов в период строительно-монтажных работ при безаварийном режиме:

	т/период
Отходы III класса опасности	0,204
Отходы IV класса опасности	84,1356
Отходы V класса опасности	22,6252
Итого:	106,9648

Ожидаемые объемы образования отходов в период строительно-монтажных работ с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/период
Отходы III класса опасности	1,2016
Отходы IV класса опасности	84,2058
Отходы V класса опасности	22,6252
Итого:	108,0325

На этапе биологической рекультивации образуются следующие виды отходов

- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) (код ФККО 9 19 204 02 60 4);
- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 4 02 312 01 62 4);
- отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные (код ФККО 4 34 110 02 29 5);

В случае возникновения аварийной ситуации (разлитие ГСМ), вероятно образование следующих отходов:

- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);
- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 31 100 01 39 3);
- коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (Код ФККО 4 91 102 01 52 4).

Технический этап рекультивации в процессе которого осуществляется грубая и чистовая планировка территории осуществляется параллельно с проведением строительных работ. Биологическая рекультивация осуществляется после окончания этапа технической рекультивации и осуществляется в течении 3-х лет (в течении 3 месяца каждые 3 года). Поэтому объемы образующихся отходов рассчитаны на весь период биологической рекультивации – 3 года (т/период).

Расчет кожаной обуви, утратившей потребительские свойства непосредственно для периода биологической рекультивации не проводился, поскольку норма выдачи спецобуви –

Резонанс №	
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист
452

1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период биологической рекультивации – 3 месяца.

При расчете спецодежды х/б и смешанных волокон, утратившей потребительские свойства, не учитывались различные виды костюмов, выдаваемых работникам 1 раз в год (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 N 477). Период биологической рекультивации – 3 месяца.

Расчет количества отходов средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства непосредственно для периода биологической рекультивации не проводился, поскольку эксплуатационный срок использования защитных очков, составляет 1 год (Примечание 9 к Типовым нормам, утвержденным Приказом Минздравсоцразвития России от 16.07.2007 г. № 477). Период биологической рекультивации – 3 месяца.

Расчет обтирочного материала, загрязненного нефтью или нефтепродуктами, образующегося при использовании транспортных средств, рассчитан на количество человек, работающих на бульдозерах ДЗ-133 при выполнении мелиоративных работ. Согласно разделу ПОС, количество единиц бульдозера ДЗ-133 – 12 единиц, следовательно, количество работающего персонала в период биологической рекультивации – 12 человек.

Ожидаемые объемы образования отходов в период биологической рекультивации при безаварийном режиме:

	т/период
Отходы IV класса опасности	0,9855
Отходы V класса опасности	0,0231
Итого:	1,0089

Ожидаемые объемы образования отходов в период биологической рекультивации с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/период
Отходы III класса опасности	0,3705
Отходы IV класса опасности	1,0071
Отходы V класса опасности	0,0231
Итого:	1,4007

Результаты расчета количества отходов, образующихся при реализации намеченных проектом целей, представлены в приложении Ю раздела 0261-01-00-ОВОС2.2. [Расчет количества отходов, образующихся в случае возникновения вероятной аварийной ситуации проведен в п. 4.13.2.](#)

Каждый из подрядчиков имеет свои индивидуальные автотранспортные базы. На площадку строительства допускается только исправная техника, своевременно прошедшая диагностику и технический осмотр. На стройплощадках и стоянках дорожно-строительной техники ремонт техники не производится, в связи, с чем изношенные шины, металлические детали, отработанные масла на объектах строительства не образуются и учитываются в отчетности субподрядной организации, участвующей в строительстве. В сведениях об отходах, образующихся на период строительства, данные отходы не включены.

Величина нормативов отходов материалов и изделий при строительстве принята в соответствии с «Типовыми нормами трудно устранимых потерь и отходов материалов и изделий в процессе строительного производства» (РДС 82-202-96). Объемы отходов строительных материалов и изделий определены с учетом коэффициента разрыхления (ЕниР-2, выпуск 1, Приложение 2).

Согласно договору на строительство, Подрядчик обеспечивает выполнение на

Результат	№
Подпись и дата	
Имя, № документа	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
453

территории проведения работ необходимые мероприятия по санитарно-экологической обстановке, а также сдачу образовавшегося отхода организации, имеющей лицензию на утилизацию данного вида отхода.

Согласно п. 224 СанПиН 2.1.364-21 критериями предельного накопления отходов на территории предприятия является содержание специфических для данного отхода вредных веществ в воздухе закрытых помещений на уровне 2 м, которое должно быть выше 30% ПДК рабочей зоны, по результатам измерений, проводимых по мере накопления отходов, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

Проектной документацией предусмотрен сбор отходов на открытой площадке, поэтому для определения предельного количества накопления отходов, п. 224 и п. 225 СанПиН 2.1.364-21 не применим. Предельное количество накопления отходов на площадке принято исходя из периодичности вывоза отходов, вместимости контейнеров, и размера площадки накопления отходов (10х5м) и указано в таблице 4.9.7.

Периодичность вывоза отходов принята согласно пункту и) Постановления Правительства РФ от 27.02.2017 г. (ред. от 31.07.2021 г) должна составлять - при среднесуточной температуре выше плюс 5⁰С – не реже 1 раза в сутки, при среднесуточной температуре плюс 5⁰С и ниже – не реже 1 раза в трое суток.

Класс опасности образующихся отходов определен в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов (ред. от 18.11.2021), Утвержденный приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 №242.

Уровень возможного воздействия отходов на окружающую среду определяется токсичностью основных компонентов отходов и их способностью распространяться в окружающей среде. На основе этих характеристик устанавливается класс опасности отходов, который определяет правила обращения с отходами, требования к их хранению, транспортировке и утилизации.

На этапе эксплуатации проектируемого объекта по «Варианту №1» и по «Варианту № 2»:

- отходы (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации (код 7 21 800 01 39 4);
- шлам очистки емкости и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (код 9 11 200 02 39 3).

В случае возникновения аварийной ситуации (разгерметизация нефтепровода), вероятно образование следующих отходов:

- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (код ФККО 9 31 100 01 39 3);
- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более). (Код ФККО 9 19 201 01 39 3);

Количество осадка, образующегося при эксплуатации канализационной и дренажной емкостей на кустовой площадке, определялось расчетно-аналитическим методом.

При зачистке резервуаров количество осадка составляет (т):

$$Q = M + P, \text{ где } (5.1)$$

M – масса налипшего нефтепродукта на внутренней боковой поверхности резервуара, т;

$$M = K_s * S_{\text{бп}} * 10^{-3} * \rho, \quad (5.2)$$

Резервуар	№
Подм. и. д.м.м.	
Изм. №	подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
454

где K_s – коэффициент налипания на вертикальную поверхность; $K_s = 3$

$S_{\text{бп}}$ – площадь боковой поверхности резервуара, м^2 ;

ρ – плотность нефтепродукта (осадка), т/м^3 ;

$$S_{\text{бп}} = \pi * D * H, \text{ где} \quad (5.3)$$

D – диаметр резервуара, м ;

H – высота налипания осадка, м .

P – масса осадка на днище резервуара, т ;

$$P = \gamma * S_{\text{дн}} * H * \rho, \text{ где} \quad (5.4)$$

γ – доля содержания нефтепродукта в осадке;

$S_{\text{дн}}$ – площадь днища резервуара, м^2 .

Таблица 4.9.2 - Расчет образования осадка в дренажной и канализационной емкости*

Объем емкости	K_s	ρ	D	L	$S_{\text{бп}}$	H_1	γ	$S_{\text{дн}}$	H_2	M	P	Q
5 м^3	3	0,852	1,9	2,03	1,4	0,1	0,1	1,21	0,5	0,003	0,05	0,06
8 м^3			2	2,4	1,57	0,1	1	1,5	0,1	0,004	0,13	0,13

*-расчет проведен на одну канализационную и одну дренажную емкость.

Расчет количества отходов, образующихся в случае возникновения вероятной аварийной ситуации проведен в п. 4.13.1.

Ожидаемые объемы образования отходов при эксплуатации по «Варианту №1» :

- при безаварийном режиме – 8,0116 т/год, в том числе:

- отходы 3 класса опасности – 4,4316 т/год;
- отходы 4 класса опасности – 3,58 т/год.

– с учетом вероятной аварийной ситуации – 1438,4816 т/год, в том числе:

- отходы 3 класса опасности – 1434,9016 т/год;
- отходы 4 класса опасности – 3,58 т/год;

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту № 1» при безаварийном режиме:

	т/год
Отходы III класса опасности	4,4316
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	8,0116

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту № 1» с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/год
Отходы III класса опасности	1434,9016
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	1438,4816

Резерв

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

455

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту № 2» при безаварийном режиме:

	т/год
Отходы III класса опасности	2,4928
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	6,0728

Ожидаемые объемы образования отходов в период эксплуатации по альтернативному «Варианту № 2» с учетом вероятной аварийной ситуации:

	т/год
Отходы III класса опасности	1432,9628
Отходы IV класса опасности	3,58
Итого:	1436,5428

Сведения о источниках образования отходов производства и потребления, образующиеся период демонтажных работ, а также ожидаемые объемы отходов (по классам опасности) представлены в таблице 4.9.2.

Таблица 4.9.2 - Источники образования и ожидаемые объемы отходов производства и потребления, образующиеся в период демонтажных работ

Источник (место) образования отхода	Наименование отхода	Код ФККО	Количество отходов, т/период
3 класс опасности			
Ликвидация проливов ГСМ (участок демонтажных работ)	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	0,38
Ликвидация проливов ГСМ (участок демонтажных работ)	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	0,6151
Итого отходы 3 класса опасности при безаварийном режиме			-
Итого отходы 3 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			0,998
4 класс опасности			
Жизнедеятельность рабочих-строителей. (временный строительный городок)	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	7 33 100 01 72 4	2,3203
Эксплуатация строительных машин и механизмов на территории строительной площадки (площадка демонтажных работ)	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 19 204 02 60 4	0,1920

Резерв

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

456

Жизнедеятельность рабочих-строителей. (временный строительный городок)	Жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин	7 32 221 01 30 4	0,4752
Обеспечение СИЗ работающего персонала (участок демонтажных работ)	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами	4 02 312 01 62	0,228
Обеспечение СИЗ работающего персонала. Использование при аварийной ситуации. (участок демонтажных работ)	Коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства	4 91 102 01 52 4	0,019
Итого отходы 4 класса опасности при безаварийном режиме			3,2155
Итого отходы 4 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			3,2347
5 класс опасности			
Демонтаж существующих металлоконструкций и трубопроводов. (площадка демонтажных работ)	Лом и отходы стальных изделий незагрязненные	4 61 200 01 51 5	426,2400
Резка металла при демонтаже металлоконструкций. (площадка демонтажных работ)	Абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов	4 56 100 01 51 5	0,0148
Организация питания рабочих-строителей. (временный строительный городок)	Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные	7 36 100 01 30 5	0,1728
Снятие изоляции с демонтируемых трубопроводов (площадка демонтажных работ)	отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные	4 34 110 02 29 5	2,7665
Итого отходы 5 класса опасности при безаварийном режиме			429,1941
Итого отходы 5 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			429,1941
ИТОГО при безаварийном режиме, в том числе:			432,4096
отходы 4 класса опасности			3,2155
отходы 5 класса опасности			429,1941

Резаные швы

Подобраны материалы

Итого № прохода

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

457

ИТОГО с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе:	433,4264
отходы 3 класса опасности	0,9976
отходы 4 класса опасности	3,2347
отходы 5 класса опасности	429,1941

Сведения о источниках образования отходов производства и потребления, образующиеся период строительства, а также ожидаемые объемы отходов (по классам опасности) представлены в таблице 4.9.3

Таблица 4.9.3 – Источники образования и ожидаемые объемы отходов производства и потребления, образующиеся в период строительства

Источник (место) образования отхода	Наименование отхода	Код ФККО	Количество отходов, т/период
3 класс опасности			
Ликвидация проливов ГСМ (участок строительной площадки)	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	0,38
Ликвидация проливов ГСМ (участок строительной площадки)	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	0,6151
Гидроизоляционные работы (строительная площадка)	Отходы битума нефтяного строительного	8 26 111 11 20 3	0,204
Итого отходы 3 класса опасности при безаварийном режиме			0,204
Итого отходы 3 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			1,2016
4 класс опасности			
Проведение антикоррозионных (окрасочных и грунтовочных) работ (строительная площадка)	Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %)	4 68 112 02 51 4	0,0266
Жизнедеятельность рабочих-строителей (временный строительный городок)	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	7 33 100 01 72 4	59,3857
Сварочные работы (строительная площадка)	Шлак сварочный	9 19 100 02 20 4	0,1520

Результат

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

458

Эксплуатация строительных машин и механизмов на территории строительной площадки (строительная площадка)	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 19 204 02 60 4	4,9140
Жизнедеятельность рабочих-строителей (временный строительный городок)	Жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин	7 32 221 01 30 4	12,1622
Проведение антикоррозионных (окрасочных и грунтовочных) работ (строительная площадка)	обтирочный материал, загрязненный материалами лакокрасочными и аналогичными для нанесения покрытий, малоопасный	9 19 302 53 60 4	0,4680
Изоляционные работы (строительная площадка)	Отходы шлаковаты незагрязненные	4 57 111 01 20 4	0,0190
Обеспечение СИЗ работающего персонала (строительная площадка)	отходы средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства	4 91 105 11 52 4	0,0321
Обеспечение СИЗ работающего персонала. Использование при аварийной ситуации (участок строительной площадки)	Коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства	4 91 102 01 52 4	0,0702
Обеспечение СИЗ работающего персонала (строительная площадка)	Обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства	4 03 101 00 52 4	0,056
Обеспечение СИЗ работающего персонала (строительная площадка)	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	4 02 312 01 62 4	6,921

Резон или №

Подм и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

459

Итого отходы 4 класса опасности при безаварийном режиме			84,1356
Итого отходы 4 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			84,2058
5 класс опасности			
Монтажные работы (строительная площадка)	Лом и отходы стальных изделий незагрязненные	4 61 200 01 51 5	9,9047
Устройство площадок производственных объектов (строительная площадка)	Отходы строительного щебня незагрязненные	8 1 9 1 00 0 3 21 5	4,499
Устройство площадок производственных объектов (строительная площадка)	Отходы песчано-гравийной смеси незагрязненные	8 21 511 11 40 5	3,075
Устройство площадок производственных объектов (строительная площадка)	Отходы песка незагрязненные	8 19 100 01 49 5	0,267
Устройство площадок производственных объектов (строительная площадка)	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	8 22 201 01 21 5	0,203
Строительство линий электроснабжения. (строительная площадка)	Отходы изолированных проводов и кабелей	4 82 302 01 52 5	0,0003
Сварочные работы (строительная площадка)	Остатки и огарки стальных сварочных электродов	9 19 100 01 20	0,2280
Организация питания рабочих-строителей. (временный строительный городок)	Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные	7 36 100 01 30 5	4,4226
Изоляционные работы при монтаже сборных и сварных элементов. (строительная площадка)	отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные	4 34 110 02 29 5	0,0256
Итого отходы 5 класса опасности при безаварийном режиме			22,6252
Итого отходы 5 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			22,6252
ИТОГО при безаварийном режиме, в том числе:			106,9648
отходы 3 класса опасности			0,2040

Резерв №

Подпись

Имя №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

460

отходы 4 класса опасности	84,1356
отходы 5 класса опасности	22,6252
ИТОГО с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе:	108,0325
отходы 3 класса опасности	1,2016
отходы 4 класса опасности	84,2058
отходы 5 класса опасности	22,6252

Сведения о источниках образования отходов производства и потребления, образующиеся период биологической рекультивации, а также ожидаемые объемы отходов представлены в таблице 4.9.4.

Таблица 4.9.4 – Источники образования и ожидаемые объемы отходов производства и потребления, образующиеся в период биологической рекультивации

Источник (место) образования отхода	Наименование отхода	Код ФККО	Количество отходов, т/период
3 класс опасности			
Ликвидация проливов ГСМ (участок рекультивируемых земель)	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	0,14
Ликвидация проливов ГСМ (участок рекультивируемых земель)	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	0,228
Итого отходы 3 класса опасности при безаварийном режиме			-
Итого отходы 3 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			0,3705
4 класс опасности			
Эксплуатация строительных машин и механизмов на территории строительной площадки (рекультивируемые земли)	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 19 204 02 60 4	0,2160
Обеспечение СИЗ работающего персонала (рекультивируемые земли)	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами	4 02 312 01 62	0,770

Резерв

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

461

Обеспечение СИЗ работающего персонала. Использование при аварийной ситуации (участок рекультивируемых земель)	Коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства	4 91 102 01 52 4	0,022
Итого отходы 4 класса опасности при безаварийном режиме			0,986
Итого отходы 4 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			1,0071
5 класс опасности			
Распаковка минеральных удобрений (рекультивируемые земли)	Отходы пленки полиэтилена и изделий из неё незагрязненные	4 34 110 02 29 5	0,0231
Итого отходы 5 класса опасности при безаварийном режиме			0,0231
Итого отходы 5 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			0,0231
ИТОГО при безаварийном режиме, в том числе:			1,0086
отходы 4 класса опасности			0,9855
отходы 5 класса опасности			0,0231
ИТОГО с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе:			1,4007
отходы 3 класса опасности			0,3705
отходы 4 класса опасности			1,0071
отходы 5 класса опасности			0,0231

Сведения о источниках образования отходов производства и потребления, образующиеся период эксплуатации, а также ожидаемые объемы отходов (по классам опасности) по «Варианту № 1» представлены в таблице 4.9.5, по «Варианту № 2» в таблице 4.9.6.

Таблица 4.9.5 Источники образования и ожидаемые объемы отходов производства и потребления, образующиеся в период эксплуатации по «Варианту № 1»

Источник (место) образования отхода	Наименование отхода	Код ФККО	Количество отходов, т/год
3 класс опасности			
Технологические площадки АГЗУ (28 шт.), узел запуска очистных устройств (2 шт.) узел приема очистных устройств (2 шт). Зачистка дренажной емкости V=8м3 (32шт.)	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	4,4316

Резонанс №

Подоб и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

462

Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (участок аварийного разлива нефти)	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	221,8
Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (участок аварийного разлива нефти)	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	1208,67
Итого отходы 3 класса опасности при безаварийном режиме			4,4316
Итого отходы 3 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			1434,9016
4 класс опасности			
Зачистка канализационных емкостей на площадках скважин (61 шт.), площадка ГР-1 (1 шт.)	Отход (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации	7 21 800 01 39 4	3,5800
Итого отходы 4 класса опасности при безаварийном режиме			3,5800
Итого отходы 4 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			3,5800
ИТОГО при безаварийном режиме, в том числе:			8,0116
отходы 3 класса опасности			4,4316
отходы 4 класса опасности			3,5800
ИТОГО с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе:			1438,4816
отходы 3 класса опасности			1434,9016
отходы 4 класса опасности			3,5800

Таблица 4.9.6 Источники образования и ожидаемые объемы отходов производства и потребления, образующиеся в период эксплуатации по «Варианту № 2»

Источник (место) образования отхода	Наименование отхода	Код ФККО	Количество отходов, т/год
3 класс опасности			
Технологические площадки АГЗУ (14 шт.), узел запуска очистных устройств (2 шт.) узел приема очистных устройств (2 шт). Зачистка дренажной емкости V=8м ³ (18 шт.)	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	2,4928

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

463

Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (участок аварийного разлива нефти)	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	221,8
Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (участок аварийного разлива нефти)	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	1208,67
Итого отходы 3 класса опасности при безаварийном режиме			2,4928
Итого отходы 3 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			1432,9628
4 класс опасности			
Зачистка канализационных емкостей на площадках скважин (61 шт.), площадка ГР-1 (1 шт.)	Отход (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации	7 21 800 01 39 4	3,5800
Итого отходы 4 класса опасности при безаварийном режиме			3,5800
Итого отходы 4 класса опасности с учетом вероятной аварийной ситуации			3,5800
ИТОГО при безаварийном режиме, в том числе:			6,0728
отходы 3 класса опасности			2,4928
отходы 4 класса опасности			3,5800
ИТОГО с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе:			1436,5428
отходы 3 класса опасности			1432,9628
отходы 4 класса опасности			3,5800

Количественные и качественные характеристики отходов, образующихся в период обустройства по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», а также операции по обращению с ними представлены в таблице 4.9.7.

Резерв №

Подпись

Имя №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

464

Таблица 4.11.7 - Характеристика отходов производства и потребления образующихся по альтернативному «Варианту №1» и «Варианту №2» и способов обращения с отходами

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физико-химическое состояние*	Период образования	Кол-во отходов		Место накопления	Предельное количество накопления отходов, м³	Способ обращения с отходами**
					т/период	м³/период			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	9
На период демонтажа существующих объектов (60 дней)									
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация разлива ГСМ от работающей на площадке строительной техники	9 19 201 01 39 3	Нефтепродукты 20%, NaCl - 3%, Na ₂ CO ₃ - 2%, кварцевый песок - 75%.	Аварийная ситуация. Сценарий "в". Расчет в п. 4.14.2	0,38	0,283	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,238	ООО «Современные экологические технологии» согласно договору № 19112 от 20.03.2020 г. (лицензия № 63-00175 от 10.09.2013 г.) с дальнейшим обезвреживанием на технологической площадке (санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.0 01540.12.12 от 19.12.2012 г.
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация разлива ГСМ от работающей на площадке строительной техники	9 31 100 01 39 3	Грунт – 85; Нефтепродукты вязкие (нефть, газовый конденсат, мазут) – 6; Нефтепродукты жидкие бензин, керосин, минеральные масла) - 3,5; Нефть многосернистая - 5,5	Аварийная ситуация. Сценарий "в". Расчет в п. 4.14.2	0,6151	0,3325	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,3325	ООО "Природа" (Лицензия № (56)-5209-Т/П от 26.07.2019 г.), согласно договору № ТКО/19/1/044 от 17.01.2019 г. Размещение на полигоне ТКО г. Бугуруслан (№ ГРОРО 56-00051-3-00705-02-1116)
Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	Строительная площадка. Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате жизнедеятельности персонала предприятий в период его нахождения на рабочем месте, при санитарной уборки бытовых и офисных помещений предприятия	7 33 100 01 72 4	Смесь твердых материалов (включая волокна) и изделий. Бумага, картон - 40-50 %, полимерные материалы - 25-30 %, так же может содержать: металл, текстиль, пищевые отходы, стекло, резина, песок, вода, древесина.	Период демонтажных работ	2,3203	9,281	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Обтирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродукто в менее 15%)	Строительная площадка. Эксплуатация строительных машин и механизмов на территории строительной площадки	9 919 204 02 60 4	Изделия из волокон. Текстиль (тряпье)-95,5%, масло нефтяное-4,5%	Период демонтажных работ	0,1920	1,011	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	

0261-01-00-ОВОС1

Лист

465

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин	Строительная площадка. Жизнедеятельность рабочих-строителей	7 32 221 01 30 4	Вода-93%, азот-1,1%, фосфор-0,26%, калий-0,22%, белки-2,71%, жиры-1,63%, углеводы-1,08%. Жидкие.	Период демонтажных работ	0,48	0,48	Биотуалет. Объем бака 0,25 м³	0,25	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 20087 от 11.12.2020 г.
Коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства	Обеспечение СИЗ работающего персонала	4 91 102 01 52 4	Изделия из нескольких материалов	аварийная ситуация	0,019	0,0288	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,0288	ООО "Природа" (Лицензия № (56)-5209-Т/П от 26.07.2019 г.), согласно договору № ТКО/19/1/044 от 17.01.2019 г. Размещение на полигоне ТКО г. Бугуруслан (№ ГРОРО 56-00051-3-00705-02-1116)
Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные	Строительная площадка. Организация питания рабочих строителей	7 36 100 01 30 5	Дисперсные системы. Пищевые отходы.	Период демонтажных работ	0,1728	0,467	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,467	ООО "Природа" (Лицензия № (56)-5209-Т/П от 26.07.2019 г.), согласно договору № ТКО/19/1/044 от 17.01.2019 г. Размещение на полигоне ТКО г. Бугуруслан (№ ГРОРО 56-00051-3-00705-02-1116)
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами	Обеспечение СИЗ работающего персонала	4 02 312 01 62	Хлопок (целлюлоза) - 33%; Полиэфир (полиэтилентерфталат) - 67%	Период демонтажных работ	0,228	1,1400	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Лом и отходы стальных изделий незагрязненные	Строительная площадка. Демонтаж существующих металлоконструкций и трубопроводов	4 61 200 01 51 5	Тверд. Лом стальной - 100 %	Обращение с продукцией из стали, приводящее к утрате ее потребительских свойств (демонтажные работы)	426,24	170,50	Водонепроницаемая площадка под навесом, навалом	по мере накопления	Передача подрядной организации для утилизации
Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	Строительная площадка. Снятие изоляции с демонтируемых трубопроводов	4 34 110 02 29 5	Полиэтилен 100%	Период демонтажных работ	2,77	13,24	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), с маркировкой «Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные» установленный на открытой бетонной площадке	0,7	Передача подрядной организации для утилизации

Результат

Подпись

Имя, № документа

0261-01-00-ОВОС1

Лист

466

Абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов	Строительная площадка. Резка металла при демонтаже металлоконструкций	4 56 100 01 51 5	Тверд. Изделие из одного металла	Период демонтажных работ	0,0148	0,005	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	0,005	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
ИТОГО за период демонтажа существующих объектов при безаварийном режиме, в том числе:					432,4096	196,1117			
отходы 4 класса опасности					3,2155	11,9070			
отходы 5 класса опасности					429,1941	184,2047			
ИТОГО за период демонтажа существующих объектов в случае вероятной аварийной ситуации, в том числе:					433,4264	196,7563			
отходы 3 класса опасности					0,9976	0,61579			
отходы 4 класса опасности					3,2347	11,9358			
отходы 5 класса опасности					429,1941	184,2047			
На период строительства проектируемых объектов (420 дней)									
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация разлива ГСМ от работающей на площадке строительной техники	9 19 201 01 39 3	Нефтепродукты 20%, NaCl - 3%, Na2CO3 - 2%, кварцевый песок - 75%.	Аварийная ситуация. Сценарий "в". Расчет в п. 4.14.2	0,38	0,283	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,238	ООО «Современные экологические технологии» согласно договору № 19112 от 20.03.2020 г. (лицензия № 63-00175 от 10.09.2013 г.) с дальнейшим обезвреживанием на технологической площадке (санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.0 01540.12.12 от 19.12.2012 г.
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация разлива ГСМ от работающей на площадке строительной техники	9 31 100 01 39 3	Грунт – 85; Нефтепродукты вязкие (нефть, газовый конденсат, мазут) – 6; Нефтепродукты жидкие бензин, керосин, минеральные масла) - 3,5; Нефть многосернистая - 5,5	Аварийная ситуация. Сценарий "в". Расчет в п. 4.14.2	0,6151	0,3325	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,3325	
Отходы битума нефтяного строительного	Строительная площадка. Изоляционные работы	8 26 111 11 20 3	Битум 100%	период строительства	0,2040	0,1855	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,1855	Подрядчик обеспечивает вывоз и сдачу образовавшегося отхода организации, имеющей лицензию на утилизацию данного вида отхода
Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	Строительная площадка. Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в	7 33 100 01 72 4	Смесь твердых материалов (включая волокна) и изделий Бумага, картон - 40-50 %, полимерные материалы - 25-30 %, так же может	Период строительства	59,3857	237,5428	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	ООО "Природа" (Лицензия № (56)-5209-Т/П от 26.07.2019 г.), согласно договору № ТК0/19/1/044 от 17.01.2019 г. Размещение на полигоне ТК0 г.

Резан или №	
Подм и дата	
Имя № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

467

	результате жизнедеятельности персонала предприятий в период его нахождения на рабочем месте, при санитарной уборки бытовых и офисных помещений предприятия		содержать: металл, текстиль, пищевые отходы, стекло, резина, песок, вода, древесина.					Бугуруслан (№ ГРОРО 56-00051-3-00705-02-1116)
Шлак сварочный	Строительная площадка. Сварочные работы	9 19 100 02 20 4	Твердое. Диоксид кремния-20-30 %, оксид кальция-15-25 %, так же может содержать: диоксид титана, закись железа, оксид железа, оксид марганца, оксид алюминия, механические примеси	Производство сварочных работ	0,1520	0,5776	0,7	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Обтирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов в менее 15%)	Строительная площадка. Эксплуатация строительных машин и механизмов на территории строительной площадки	9 919 204 02 60 4	Изделия из волокон. Текстиль (тряпье)-95,5%, масло нефтяное-4,5%	период строительства	4,9140	25,8632	0,7	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Обтирочный материал, загрязненный материалами лакокрасочными и аналогичными для нанесения покрытий, малоопасный	Строительная площадка. Антикоррозионные работы	9 19 302 53 60 4	Изделия из волокон. Текстиль (тряпье)-95,5%, ЛКМ-4,5%	период строительства (по времени проведения антикоррозионных работ)	0,4680	2,4632	0,7	Передача подрядной организации для размещения
Отходы шлаковаты незагрязненные	Строительная площадка. Изоляционные работы	4 57 111 01 20 4	шлаковата - 100%	период строительства	0,0190	0,0950	0,095	Передача подрядной организации для размещения
Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %)	Строительная площадка. Проведение антикоррозионных (окрасочных и грунтовочных) работ	4 68 112 02 51 4	Твердые. Жесть - 95 %, краска - 5 %.	После проведения работ по антикоррозионной обработке оборудования	0,0266	0,3322	0,3322	Передача подрядной организации для размещения
Жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин	Строительная площадка. Жизнедеятельность рабочих-строителей	7 32 221 01 30 4	Вода-93%, азот-1,1%, фосфор-0,26%, калий-0,22%, белки-2,71%, жиры-1,63%, углеводы-1,08%. Жидкие.	период строительства	12,1622	12,1622	0,25	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 20087 от 11.12.2020 г.

Резиновый

Подм и дмт

Имя № подл

0261-01-00-ОВОС1

Лист

468

Отходы средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства	Обеспечение СИЗ работающего персонала	4 91 105 11 52 4	Изделие, потерявшее потребительские свойства	период строительства	0,0321	-	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	-	Передача подрядной организации для размещения
Коробки фильтрующие поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства	Обеспечение СИЗ работающего персонала	4 91 102 01 52 4	Изделия из нескольких материалов	аварийная ситуация	0,070	0,1053	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,1053	ООО "Природа" (Лицензия № (56)-5209-Т/П от 26.07.2019 г.), согласно договору № ТКО/19/1/044 от 17.01.2019 г. Размещение на полигоне ТКО г. Бугуруслан (№ ГРОРО 56-00051-3-00705-02-1116)
Обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства	Обеспечение спецобувью работающего персонала	4 03 101 00 52 4	кожа - 45-50%, подошва резиновая - 50-55%	период строительства	0,056	0,2223	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,2223	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами	Обеспечение СИЗ работающего персонала	4 02 312 01 62	Хлопок (целлюлоза) - 33%; Полиэфир (полиэтилентерфталат) - 67%	период строительства	6,921	34,6028	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	Строительная площадка. Изоляционные работы при монтаже сборных и сварных элементов	4 34 110 02 29 5	Полиэтилен 100%	период строительства	0,0256	0,1223	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), с маркировкой «Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные» установленный на открытой бетонной площадке	0,1223	Передача подрядной организации для утилизации
Лом и отходы стальных изделий из нее незагрязненные	Строительная площадка. Монтажные работы	4 61 200 01 51 5	Твердое. Лом стальной - 100 %	Обращение с продукцией из стали, приводящее к утрате ею потребительских свойств (строительные-монтажные работы)	9,9047	3,962	Водонепроницаемая площадка под навесом, навалом	по мере накопления	Передача подрядной организации для утилизации

0261-01-00-ОВОС I

Лист

469

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Остатки и огарки стальных сварочных электродов	Строительная площадка. Сварочные работы	9 19 100 01 20 5	Твердое. Mn - 0,42 %; Fe - 93,48 %; Fe2O3 - 1,5 %; C - 4,9 %.	Производство сварочных работ	0,2280	0,1619	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,1619	Передача подрядной организации для утилизации
Отходы изолированных проводов и кабелей	Строительная площадка. Строительство линий электроснабжения	4 82 302 01 52 5	Изделия из нескольких материалов. Цветные металлы, полимер	период строительства	0,0003	0,0315	Металлический контейнер с крышкой, установленный на открытой бетонной площадке.	0,0315	Передача подрядной организации для утилизации
Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные	Строительная площадка. Организация питания рабочих-строителей	7 36 100 01 30 5	Дисперсные системы. Пищевые отходы.	период строительства	4,4226	11,953	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	ООО "Природа" (Лицензия № (56)-5209-Т/П от 26.07.2019 г.), согласно договору № ТКО/19/1/044 от 17.01.2019 г. Размещение на полигоне ТКО г. Бугуруслан (№ ГРОРО 56-00051-3-00705-02-1116)
Отходы строительного щебня незагрязненные	Площадка строительства. Устройство площадок производственных объектов	8 19 1 00 0 3 21 5	Щебень 100%	период строительства	4,499	3,3329	Водонепроницаемая площадка под навесом, навалом	3,3329	Вторичное использование после подтверждения отнесения данного отхода к V классу в соответствии с Приказом Минприроды России от 08.12.2020 № 1027
Отходы песчано-гравийной смеси незагрязненные	Площадка строительства. Устройство площадок производственных объектов	8 21 511 11 40 5	Песчано-гравийная смесь	период строительства	3,075	1,8979	Водонепроницаемая площадка под навесом, навалом	1,8979	
Отходы песка незагрязненные	Площадка строительства. Устройство площадок производственных объектов	8 19 100 01 49 5	Песок 100%	период строительства	0,267	0,2056	Водонепроницаемая площадка под навесом, навалом	0,2056	
Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	Площадка строительства. Устройство площадок производственных объектов	8 22 201 01 21 5	Бетон	период строительства	0,203	0,0845	Водонепроницаемая площадка под навесом, навалом	0,0845	
ИТОГО за период строительства проектируемых объектов при безаварийном режиме, в том числе:					106,9648	335,7979			
отходы 3 класса опасности					0,2040	0,1855			
отходы 4 класса опасности					84,1356	313,8611			
отходы 5 класса опасности					22,6252	21,7514			
ИТОГО за период строительства проектируемых объектов, с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе:					108,0325	336,5190			
отходы 3 класса опасности					1,2016	0,8012			
отходы 4 класса опасности					84,2058	313,9664			
отходы 5 класса опасности					22,6252	21,7514			
Период биологической рекультивации (3 месяца, в течении 3-х лет)									

Резан или №

Подм и дата

Или № подл

0261-01-00-ОВОС I

Лист

470

Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация разлития ГСМ от работающей на площадке техники	9 19 201 01 39 3	Песок – 85; Нефтепродукты вязкие (нефть, газовый конденсат, мазут) – 6; Нефтепродукты жидкие бензин, керосин, минеральные масла) - 3,5; Нефть многосернистая - 5,5	Аварийная ситуация. Сценарий "в". Расчет в п. 4.14.2	0,14	0,11	Металлический контейнер с крышкой, установленный на открытой бетонной площадке.	0,11	ООО «Современные экологические технологии» согласно договору № 19112 от 20.03.2020 г. (лицензия № 63-00175 от 10.09.2013 г.) с дальнейшим обезвреживанием на технологической площадке (санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.0 01540.12.12 от 19.12.2012 г.
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация разлития ГСМ от работающей техники	9 31 100 01 39 3	Грунт – 85; Нефтепродукты вязкие (нефть, газовый конденсат, мазут) – 6; Нефтепродукты жидкие бензин, керосин, минеральные масла) - 3,5; Нефть многосернистая - 5,5	Аварийная ситуация. Сценарий "в". Расчет в п. 4.14.2	0,228	0,12	Металлический контейнер с крышкой, установленный на открытой бетонной площадке.	0,12	
Обтирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродукто в менее 15%)	Эксплуатация строительных машин и механизмов во время биологической рекультивации	9 919 204 02 60 4	Изделия из волокон. Текстиль (тряпье)-95,5%, масло нефтяное-4,5%	период биологической рекультивации	0,2160	1,1368	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами	Обеспечение СИЗ работающего персонала	4 02 312 01 62	Хлопок (целлюлоза) - 33%; Полиэфир (полиэтилентерeftалат) - 67%	период биологической рекультивации	0,770	3,85	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,7	МУП "г. Бугуруслан" "Специальное автомобильное хозяйство" (Лицензия № (56)-704-СТР от 13.07.2016 г.), согласно договору № 17134/2 от 10.01.2018 г.
Коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства	Обеспечение СИЗ работающего персонала	4 91 102 01 52 4	Изделия из нескольких материалов	аварийная ситуация	0,022	0,0108	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), установленный на открытой бетонной площадке	0,0108	ООО "Природа" (Лицензия № (56)-5209-Т/П от 26.07.2019 г.), согласно договору № ТКО/19/1/044 от 17.01.2019 г. Размещение на полигоне ТКО г. Бугуруслан (№ ГРОРО 56-00051-3-00705-02-1116)

Резерв

Подпись

Имя

0261-01-00-ОВОС1

Лист

471

Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	Распаковка минеральных удобрений	4 34 110 02 29 5	Полиэтилен 100%	период биологической рекультивации	0,0231	0,3311	Металлический контейнер с крышкой (V=0,7м³), с маркировкой «Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные» установленный на открытой бетонной площадке	0,3311	Передача подрядной организации для утилизации
ИТОГО за период биологической рекультивации (3 года) при безаварийном режиме, в том числе:					1,0086	5,3262			
отходы 4 класса опасности					0,9855	4,9843			
отходы 5 класса опасности					0,0231	0,3311			
ИТОГО за период биологической рекультивации (3 года) с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе:					1,4007	5,5549			
отходы 3 класса опасности					0,3705	0,2287			
отходы 4 класса опасности					1,0071	4,9951			
отходы 5 класса опасности					0,0231	0,3311			
Период эксплуатации проектируемых объектов по "Варианту № 1"									
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН	9 19 201 01 39 3	Нефтепродукты 20%, NaCl - 3%, Na2CO3 - 2%, кварцевый песок - 75%.	аварийная ситуация (частота утечек из технологических трубопроводов – 1,5 x 10-8 м-1*год-1)	221,8	164,30	без накопления	-	ООО «Современные экологические технологии» согласно договору № 19112 от 20.03.2020 г. (лицензия № 63-00175 от 10.09.2013 г.) с дальнейшим обезвреживанием на технологической площадке (санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.0 01540.12.12 от 19.12.2012 г.
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН	9 31 100 01 39 3	Грунт – 85; Нефтепродукты вязкие (нефть, газовый конденсат, мазут) – 6; Нефтепродукты жидкие бензин, керосин, минеральные масла) - 3,5; Нефть многосернистая - 5,5	аварийная ситуация (частота утечек из технологических трубопроводов – 1,5 x 10-8 м-1*год-1)	1208,67	653,33	без накопления	-	
Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	Технологические площадки АГЗУ (24 шт.), узел запуска очистных устройств (2 шт.) узел приема очистных устройств (2 шт.). Зачистка дренажной емкости V=8м3 (32 шт.)	9 11 200 02 39 3	нефтепродукты -100%	Непрерывное	4,4316	4,9738	без накопления	-	
Отход (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации	Зачистка канализационных емкостей на площадках скважин (61 шт.), площадка ГР-1 (1 шт.)	7 21 800 01 39 4	вода-25%, взвешенные вещества-65%, нефтепродукты -10%	Непрерывное	3,5800	4,02	без накопления	-	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

472

ИТОГО за период эксплуатации проектируемых объектов при безаварийном режиме, в том числе				8,0116	8,9917				
отходы 3 класса опасности				4,4316	4,9738				
отходы 4 класса опасности				3,5800	4,0180				
ИТОГО за период эксплуатации проектируемых объектов с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе				1438,4816	826,6180				
отходы 3 класса опасности				1434,9016	822,6001				
отходы 4 класса опасности				3,5800	4,0180				
Период эксплуатации проектируемых объектов по "Варианту № 2"									
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН	9 19 201 01 39 3	Нефтепродукты 20%, NaCl - 3%, Na2CO3 - 2%, кварцевый песок - 75%.	аварийная ситуация (частота утечек из технологических трубопроводов – 1,5 x 10-8 м-1*год-1)	221,8	164,30	без накопления	-	ООО «Современные экологические технологии» согласно договору № 19112 от 20.03.2020 г. (лицензия № 63-00175 от 10.09.2013 г.) с дальнейшим обезвреживанием на технологической площадке (санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.0 01540.12.12 от 19.12.2012 г.
Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродукто в 15% и реже)	Ликвидация аварии порыва напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН	9 31 100 01 39 3	Грунт – 85; Нефтепродукты вязкие (нефть, газовый конденсат, мазут) – 6; Нефтепродукты жидкие бензин, керосин, минеральные масла) - 3,5; Нефть многосернистая - 5,5	аварийная ситуация (частота утечек из технологических трубопроводов – 1,5 x 10-8 м-1*год-1)	1208,67	653,33	без накопления	-	
Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	Технологическ е площадки АГЗУ (14 шт.), узел запуска очистных устройств (2 шт.) узел приема очистных устройств (2 шт). Зачистка дренажной емкости V=8м3 (32 шт.)	9 11 200 02 39 3	нефтепродукты -100%	Непрерывно е	2,4928	2,7977	без накопления	-	
Отход (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации	Зачистка канализационны х емкостей на площадках скважин (61 шт.), площадка ГР-1 (1 шт.)	7 21 800 01 39 4	вода-25%, взвешенные вещества-65%, нефтепродукты -10%	Непрерывно е	3,5800	4,0180	без накопления	-	
ИТОГО за период эксплуатации проектируемых объектов при безаварийном режиме, в том числе				6,0728	6,8157				
отходы 3 класса опасности				2,4928	2,7977				
отходы 4 класса опасности				3,5800	4,0180				
ИТОГО за период эксплуатации проектируемых объектов с учетом вероятной аварийной ситуации, в том числе				1436,5428	824,4420				
отходы 3 класса опасности				1432,9628	820,4240				
отходы 4 класса опасности				3,5800	4,0180				

Результат

Подпись

Имя, №, дата

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

473

* - Физико-химическая характеристика отходов (состав, содержание элементов и т.д.) приведена согласно следующим источникам информации: ФККО (Федеральный классификационный каталог отходов, Утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 №242); Приказ Федеральной службы по надзору в сфере природопользования № 810 от 13.10.2015 «Об утверждении Перечня среднестатистических значений для компонентного состава и условия образования некоторых отходов, включенных в федеральный классификационный каталог отходов»; Приказ ГУПР и ООС МПР России по Ханты-Мансийскому автономному округу № 75-Э от 16 июня 2004 г. "Об утверждении примерного компонентного состава опасных отходов, присутствующих в ФККО, которые не нуждаются в подтверждении класса опасности для окружающей природной среды"; Гун Р.Б., Нефтяные битумы. М. "Химия", 1973 г. ГОСТ 6617-76. Методические рекомендации по разработке проекта нормативов предельного размещения отходов для теплоэлектростанций, теплоэлектроцентралей, промышленных и отопительных котельных. Санкт-Петербург 1998 г.

** - Лицензии и договора на обращение с отходами представлены в приложении А1, 0261-01-00-ОВОС2.3

Процентное соотношение количественных характеристик отходов производства и потребления, образующихся в ходе демонтажных работ, по классам опасности, представлено в таблице 4.9.8.

Таблица 4.9.8 - Процентное соотношение количественных характеристик отходов производства и потребления по классам, образующихся в период демонтажных работ

Класс опасности	Кол-во, т	% в общей массе отходов	Принято от других предприятий, т	Использовано, т	Передано, специализированным организациям, согласно договорным обязательствам, т	Подлежит размещению на полигоне ТБО, т
При безаварийном режиме						
IV	3,21550	0,74	0	0	3,21550	2,7403
V	429,1941	99,26	0	0	429,1941	0,1876
Итого	432,4096	100	0	0	432,4096	2,9279
С учетом вероятной аварийной ситуации						
III	0,99757	0,23	0	0	0,99757	0,0000
IV	3,23470	0,75	0	0	3,23470	2,7403
V	429,1941	99,02	0	0,0000	429,1941	0,1876
Итого	433,4264	100	0	0,0000	433,4264	2,9279

При безаварийном режиме, в основной массе отходы, образующиеся в результате демонтажных работ являются крупнотоннажными, однако малоопасными и неопасными (4, 5 класс опасности) – 100 %. В случае аварийного пролива ГСМ от автотранспортной техники, на площадке производства работ образуются отходы 3 класса опасности. Доля отходов 3 класса опасности составляет 0,23 %.

Агрегатное состояние отходов, образующихся в период демонтажных работ, в основной массе – твёрдое, отходы не обладают свойствами растворимости в воде, летучестью, что значительно уменьшает их прямое взаимодействие с окружающей природной средой. Необходимо отметить, что образование отходов в период демонтажных работ ограничивается периодом производства работ по сносу и демонтажу существующих сооружений, который для данного объекта составляет 3 месяца.

ООО «БайТекс» не имеет собственных полигонов для размещения отходов производства и потребления, а также лицензии по обращению с отходами производства и потребления. Подлежат передаче другим организациям в соответствии с договорными обязательствами для переработки, обезвреживания, утилизации отходы в количестве **432,5070** тонн. Количество отходов планируемых к размещению в санкционированных местах за весь период производства демонтажных работ составляет **2,9279** тонн.

Результат

Подпись и дата

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

474

Процентное соотношение количественных характеристик отходов производства и потребления, образующихся в ходе строительно-монтажных работ, по классам опасности, представлено в таблице 4.9.9.

Таблица 4.9.9 - Процентное соотношение количественных характеристик отходов производства и потребления по классам, образующихся в период СМР

Класс опасности	Кол-во, т	% в общей массе отходов	Принято от других предприятий, т	Использовано, т	Передано, специализированым организациям, согласно договорных обязательствам, т	Подлежит размещению на полигоне ТБО, т
При безаварийном режиме						
III	0,20400	0,19	0	0	0,20400	0
IV	84,13560	78,66	0	0	84,13560	12,6580
V	22,6252	21,15	0	8,0440	14,5811	4,6506
Итого	106,9648	100	0	8,0440	98,9207	17,3086
С учетом вероятной аварийной ситуации						
III	1,20157	1,11	0	0	1,20157	0,0000
IV	84,20580	77,94	0	0	84,20580	12,6580
V	22,6252	20,94	0	8,0440	14,5811	4,6506
Итого	108,0325	100	0	8,0440	99,9885	17,3086

При безаварийном режиме ведения работ, в основной массе отходы, образующиеся в результате СМР являются крупнотоннажными, однако малоопасными и неопасными (4, 5 класс опасности) – 99,81 %, доля отходов 3 класса опасности составляет 0,19% Агрегатное состояние отходов, образующихся в СМР, в основной массе – твёрдое, отходы не обладают свойствами растворимости в воде, летучестью, что значительно уменьшает их прямое взаимодействие с окружающей природной средой. Необходимо отметить, что образование отходов в производстве СМР ограничивается периодом обустройства, который для данного объекта составляет 21 месяц.

В случае аварийного пролива ГСМ от автотранспортной техники, на площадке производства работ дополнительно образуются отходы 3 класса опасности. Доля отходов 3 класса опасности составляет 1,11 %.

При безаварийном режиме подлежат передаче другим организациям в соответствии с договорными обязательствами для обезвреживания, утилизации отходы в количестве **98,9207** тонны. Предусматривается повторно использовать **8,044** тонны отходов 5 класса опасности. Количество отходов планируемых к размещению в санкционированных местах за весь период обустройства составляет **17,3086** тонн.

Процентное соотношение количественных характеристик отходов производства и потребления, образующихся в период эксплуатации по «Варианту № 1», по классам опасности, представлено в таблице 4.9.10, по «Варианту № 2» в таблице 4.9.11

Резерв	№
Подп.	и
Изм.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							475

Таблица 4.9.10 - Процентное соотношение количественных характеристик отходов производства и потребления по классам, образующиеся в период эксплуатации по «Варианту № 1»

Класс опасности	Кол-во, т	% в общей массе отходов	Принято от других предприятий, т	Использовано, т	Передано, специализированым организациям, согласно договорных обязательствам, т	Подлежит размещению на полигоне ТБО, т
При безаварийном режиме						
III	4,43162	55,31	0	0	4,43162	0
IV	3,58000	44,69	0	0	3,58000	0,0000
Итого	8,0116	100	0	0	8,0116	0,0000
С учетом вероятной аварийной ситуации						
III	1434,9016	99,75	0	0	1434,9016	0
IV	3,58000	0,25	0	0	3,58000	0
Итого	1438,4816	100	0	0	1438,4816	0,0000

Таблица 4.9.11 - Процентное соотношение количественных характеристик отходов производства и потребления по классам, образующиеся в период эксплуатации по «Варианту № 2»

Класс опасности	Кол-во, т	% в общей массе отходов	Принято от других предприятий, т	Использовано, т	Передано, специализированым организациям, согласно договорных обязательствам, т	Подлежит размещению на полигоне ТБО, т
При безаварийном режиме						
III	2,4928	41,05	0	0	2,4928	0
IV	3,5800	58,95	0	0	3,5800	0
Итого	6,0728	100	0	0	6,0728	0
С учетом вероятной аварийной ситуации						
III	1432,96279	99,75	0	0	1432,96279	0
IV	3,58000	0,25	0	0	3,58000	0
Итого	1436,5428	100	0	0	1436,5428	0

Период эксплуатации объектов сопряжён с образованием отходов, образующихся в результате технического обслуживания емкостного оборудования (дренажных и канализационных емкостей).

При безаварийном режиме эксплуатации проектируемых объектов по «Варианту № 1», в основной массе образуются отходы 3 класса опасности (опасные отходы) – 55,31 %, доля отходов 4 класса опасности составляет 44,69 %.

Резон или №

Подм и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

476

В результате безаварийной эксплуатации проектируемых объектов по «Варианту № 2», в основной массе образуются отходы 4 класса опасности (малоопасные) – 58,95 %, доля отходов 3 класса опасности составляет 41,05 %.

Мероприятия, направленные на снижение (минимизацию) воздействия отходов производства и потребления на компоненты окружающей среды представлены в п. 5.4 данного раздела.

4.10 Оценка воздействия промышленного объекта на растительный и животный мир

4.10.1 Оценка воздействия на растительный и животный мир при «нулевом варианте»

Существующие промысловые объекты (промышленные площадки добывающих скважин, узлов запорной арматуры и узлов приема очистных устройств) спланированы, естественный растительный покров отсутствует. «Нулевой вариант» не предполагает дополнительного отвода земельных участков, поэтому воздействия на растительный мир не ожидается.

Существующие промышленные объекты Байтуганского месторождения расположены в пределах существующих огороженных промышленных площадок. Наличие ограждения исключает проникновение диких животных на территорию УПН, узлов запорной арматуры и ДНС. «Нулевой вариант» не предполагает дополнительного отвода земельных участков, поэтому изъятия/нарушения среды обитания диких животных не ожидается.

По альтернативному «нулевому варианту» воздействие на объекты животного и растительного мира не изменится и останется в пределах существующих объектов.

4.10.2 Оценка воздействия на растительный и животный мир при альтернативных «Варианте №1» и «Варианте №2»

По альтернативному «Варианту №1» предусматривается обустройство IX очереди Байтуганского месторождения с учетом разделения потоков на «Турнейско-Бобриковский» (поток П-1: пласт Б₂, В₁) и «Серпуховско-Башкирский» (поток П-2: пласт А₄, С₁₅). Проектными решениями предусмотрена обустройство 57 шт. добывающих скважин, перевод 4-х нагнетательных скважин в добывающие, строительство 28 шт. АГЗУ, строительство выкидных трубопроводов.

По альтернативному «Варианту №2» (основной, принятый к реализации) предусматривается обустройство IX очереди Байтуганского месторождения с учетом разделения потоков на «Турнейско-Бобриковский» (поток П-1: пласт Б₂, В₁) и «Серпуховско-Башкирский» (поток П-2: пласт А₄, С₁₅). Проектными решениями предусмотрена обустройство 57шт. добывающих скважин, перевод 4-х нагнетательных скважин в добывающие, строительство 14 шт. АГЗУ, строительство выкидных трубопроводов.

Так как отвод земель по альтернативным вариантам не меняется Воздействие на почвенный покров по альтернативному «Варианту №1» и «Варианту №2» аналогичны и приводятся ниже.

Воздействие на растительность

При оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на растительный мир, были учтены результаты инженерно-экологических изысканий.

Согласно маршрутному и рекогносцировочному обследованию территории намечаемого обустройства, на участках строительства отсутствуют редкие и исчезающие

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							477

виды растений, занесенные в Красную Книгу Самарской и Оренбургской области, а также в Красную Книгу РФ.

В таблице 4.10.1 представлен перечень возможных воздействий на растительный мир намечаемой хозяйственной деятельности в период строительства и эксплуатации проектируемых сооружений.

Таблица 4.10.1 – Возможные воздействия на растительный мир

№ п/п	Виды воздействия	Анализ вида воздействия на растительный мир при реализации проектных решений	
		Период строительства	Период эксплуатации
1	Механическое	Для размещения проектируемых сооружений потребуется дополнительный отвод земельных участков во временное и постоянное пользование. Механическое воздействие на растительность проявляется в виде снятия почвенно-растительного слоя почвы, угнетения и уничтожения флоры при проходке строительной и спецтехники, строительстве объектов. Участок прямого уничтожения растительности ограничен полосой отвода для размещения проектируемых объектов (1 532 221 кв.м). Проезд строительной техники предусмотрен по существующим дорогам, поэтому механическое воздействие, связанное с уничтожением и угнетением растительности возможно только при бесконтрольном проезде автотранспорта. Площадь непосредственного уничтожения растительности равна площади срезки ПСП 18 671,22 м², в том числе: в пределах Клявлинского района составляет 1903,5 м², в пределах Камышлинского района 8 347,2 м², в пределах Оренбургского района 8420,52 м².	Все проектируемые площадные сооружения имеют локальное расположение, в пределах промышленных площадок добывающих скважин, АГЗУ, узлов запорной арматуры. Земельные участки размещения линейных сооружений будут рекультивированы, с последующим 3-х годовым уходом за посевом многолетних трав. Движение автотранспорта для периодического осмотра проектируемых объектов предусмотрено по существующим дорогам, что исключает бесконтрольный проезд по территории произрастания естественной растительности. Безаварийная эксплуатация проектируемых сооружений не окажет механического воздействия на объекты растительного мира района размещения объектов обустройства IX очереди. В случае возникновения вероятной аварийной ситуации (разгерметизация нефтепровода), механическое воздействие на растительность будет заключаться в ее уничтожении при снятии загрязненного нефтью грунта. В случае возникновения аварийной ситуации с возгоранием пролития нефти, уничтожение флоры произойдет в результате пожара.

Резонанс №

Подм и дата

Имя № подл

0261-01-00-ОВОС1

Лист

478

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Рез. инв. №	
Подп. и дата	
Име. № подл.	

		Проектируемые сооружения, в основном, расположены на территории, находящейся в аренде или в собственности ООО «БайТекс», на землях промышленности, транспорта и энергетики, на землях лесного фонда. Данная территория была ранее подвержена антропогенному воздействию - проведена вырубка древесной и кустарниковой растительности. Для размещения проектируемых линейных сооружений потребуется отчуждение территории под строительство, но без проведения дополнительной вырубки древесно-кустарниковой растительности. В случае возникновения вероятной аварийной ситуации (пролив ГСМ), механическое воздействие на растительность будет заключаться в ее уничтожении при снятии загрязненного нефтепродуктами грунта. В случае возникновения аварийной ситуации с возгоранием пролития, уничтожение флоры произойдет в результате пожара.	
2	Химическое	Химическое воздействие на растительность возможно: - в случае аварийных проливов ГСМ; - в случае образования несанкционированных свалок отходов, образующихся в период строительства; - за счет аккумуляция загрязняющих веществ выхлопных газов (тяжелые металлы) в растительной биомассе.	Химическое воздействие на растительность района расположения проектируемых объектов возможно за счет поступления сероводорода в составе выбросов. Сероводород является веществом II класса опасности и при высоких концентрациях угнетает рост и развитие растений. Проведенная оценка воздействия на атмосферный воздух показала, что концентрация сероводорода, поступающего в атмосферу от проектируемых объектов, не превышает предельно-допустимые концентрации.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

479

Прямое химическое воздействие на растительность возможно только в случае возникновения аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией нефтепровода. Влияние нефти на растения обусловлено, как ее непосредственным токсическим воздействием, так и трансформацией почвенной среды. Нефть оказывает отрицательное влияние на рост, метаболизм и развитие растений, подавляет рост надземных и подземных частей растений, в значительной степени задерживает начало цветения. Загрязнённые нефтью цветки редко образуют семена. В рамках общего техногенного воздействия на данной территории можно утверждать, что реализация проектных решений, при строгом соблюдении технологии производства и природоохранных мероприятий не окажет дополнительного отрицательного воздействия на растительный мир преобразованных территорий

Воздействие на животный мир

В настоящем разделе проведен анализ и предварительная оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на объекты животного мира и среду их обитания.

Возможные виды воздействия на животный мир

Прямые

- уничтожение животных особей;
- незаконная охота, рыболовство (браконьерство);
- уничтожение и разрушение гнёзд, нор, убежищ используемых для воспроизводства.

Косвенные

- уничтожение среды обитания;
- нарушение/изменение среды обитания;
- подрыв кормовой базы;
- загрязнение экосистемы токсическими веществами

Результат №

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

480

- ухудшение условий размножения, потеря мест нагула, отдыха, путей миграции;
- влияние шума.

Реализация проектных решений прямого воздействия на объекты животного мира не оказывает.

В таблице 4.10.2 представлен перечень возможных косвенных воздействий на животный мир хозяйственной деятельности человека и анализ данных видов воздействия при реализации проектных решений.

Таблица 4.10.2 – Возможные воздействия на животный мир

№ п/п	Виды воздействия	Анализ вида воздействия на животный мир при реализации проектных решений	
		Период строительства	Период эксплуатации
Прямое воздействие			
1	Ущерб водным биологическим ресурсам	Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов и напорных нефтепроводов пересекают реку Мокрый Якшигул и ручьи без названия. Согласно отчёту «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания по объекту: «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», выполненного Саратовским филиалом ФГБНУ «ВНИРО» («СаратовНИРО») реализация работ по проекту окажет прогнозируемый ущерб: - временный ущерб (в период строительства) – 5,16 кг. - постоянный ущерб (на срок 20 лет) – 0,10 кг. Общая величина непредотвращаемого ущерба, составит – 5,26 кг.	
Косвенное воздействие			
1	Уничтожение среды обитания (изъятие местообитаний, отчуждение территории под строительство, осушение, подтопление территории)	Проектируемые сооружения, в основном, расположены на территории, находящейся в аренде или в собственности ООО «БайТекс», на землях промышленности, транспорта и энергетики, землях лесного фонда. Данная территория была ранее подвержена антропогенному воздействию - проведена вырубка древесной и кустарниковой растительности. Для размещения проектируемых линейных сооружений потребуется отчуждение территории под строительство, но без проведения дополнительной вырубки древесно-кустарниковой растительности, т.е. уничтожение	Для размещения проектируемых сооружений потребуется дополнительный отвод земельных участков в постоянное пользование. Основное негативное воздействие в данном случае проявляется в виде изъятия местообитания животных.

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

481

		среды обитания животных не происходит. Для реализации проектных решений не требуется осушение поверхностных водотоков, забор воды из рек не предусмотрен. Проектируемые нефтесборные трубопроводы пересекают поверхностные водотоки надземным способом (на опорах). Опоры не затрагивают русла водотоков и не размещаются в заливной пойме, кроме участка перехода нефтегазопровода от УЗ№35 до УПН (ПК40+29,10-ПК41+23,70).	
2	Нарушение/изменение среды обитания (изменение гидрологического режима водных объектов, вырубка леса и изменение характера землепользования)	В рамках реализации проекта предусмотрена прокладка нефтесборных трубопроводов через реку Мокрый Якшигул и ручей без названия. Надземный способ прокладки трубопроводов, исключает нарушение русла реки и ручья, замучивание водных масс и заиливание донной поверхности. Согласно отчету «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные биоресурсы...», возможным негативным воздействием запроектированных работ на гидробионтов, могут быть связаны со следующими причинами: - временное и постоянное повреждение участков заливной поймы; - потери водных биоресурсов в результате сокращения, перераспределения или утраты естественного стока с деформированной поверхности водосборного бассейна водного объекта. Нарушение гидрогеологического режима реки не прогнозируется.	Проектируемые площадки добывающих скважин и узлы запорной арматуры (УЗ) размещаются на землях промышленности, транспорта и энергетики, земли неустановленной категории. Земельные участки будут переведены из земель с неустановленной категорией в земли промышленности, транспорта и энергетики. Реализация проектных решений приведет к изменению среды обитания диких животных, в результате изменения характера землепользования.

Рези. и.м. №

Подп. и.м.м.

И.м. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

482

		Для строительства проектируемых сооружений вырубка древесины и кустарниковой растительности не требуется. Для размещения проектируемых сооружений потребуется дополнительный отвод земельных участков для временного и постоянного пользования. Для временного пользования (период строительства нефтепроводов) потребуются участки земель лесного фонда, земли сельскохозяйственного назначения и земли с неустановленной категорией. После окончания строительных работ и рекультивации нарушенных земель, данные земельные участки будут возвращены землепользователям в состоянии, пригодном для использования согласно разрешённому виду. Следовательно, реализация проектных решений приведет к нарушению/изменению среды обитания диких животных, в основном, в период строительства проектируемых сооружений.	
3	Подрыв кормовой базы	Реализация проектных решений приведет к локальному и временному снижению кормовой базы животных, поскольку меняет кормовой потенциал, зависящий от наличия лесов, лугов и пастбищ района расположения проектируемых объектов.	После окончания строительных работ происходит постепенное естественное восстановление растительности на участках, нарушенных в процессе строительства. Эксплуатация проектируемых объектов не приводит и изменению кормовой базы животного мира.
4	Загрязнение экосистемы	1. Загрязнение атмосферы. Реализация проектных решений увеличивает антропогенную	1. Источниками загрязнения атмосферы являются строительная техника,

Рез. инв. №

Подм. и. д. инв.

Инд. № инв.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

483

токсическими
веществами

нагрузку на окружающую среду, в виде поступления загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Источниками загрязнения атмосферы являются строительная техника, задействованная при строительстве объектов. Количество загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух определено расчетным путем в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» и составляет:

- 58,080241 т/период строительства

Воздействие на атмосферный воздух в период строительства ограничен временем – 21 месяц (одна рабочая смена по 8 часов в сутки). В атмосферный воздух поступают диоксид серы, оксид углерода, оксиды азота, углеводороды.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, проведенные в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» показали, что концентрация загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают санитарно-эпидемиологических требований к качеству атмосферного воздуха городских и сельских поселений.

2. Загрязнение поверхностных вод.

Прямого воздействия планируемая хозяйственная деятельность на поверхностные водотоки, в частности р. Мокрый Якшигул, ручей без названия, не оказывает, поскольку нарушения русла реки и ручья строительными работами не предусмотрено, забор воды из реки и сброс сточных вод в

задействованная при строительстве объектов, а также добывающие скважины, эксплуатируемые после окончания строительных работ. Количество загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух определено расчетным путем в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» и составляет:

- 1,151093 т/год

Воздействие на атмосферу в период эксплуатации происходит ежедневно, в течении года, поскольку добыча нефти является непрерывным процессом. В атмосферный воздух поступают 6 наименований загрязняющих веществ, среди которых есть вещества II класса опасности – сероводород.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, проведенные в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» показали, что концентрация загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают санитарно-эпидемиологических требований к качеству атмосферного воздуха городских и сельских поселений.

2. Загрязнение поверхностных вод.

Площадки добывающих скважин, АГЗУ располагаются за пределами водоохраных зон поверхностных водотоков. Проектируемые нефтепроводы, пересекаемые

Резонанс №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

484

		поверхностный водоток не осуществляется.	р. Мокрый Якшигул и руч. без названия прокладываются в футляре, на порталных опорах, выполненных из стальных труб. Поэтому, при регламентном режиме работы производственных объектов, загрязнение поверхностных вод р. Мокрый Якшигул не происходит. В случае возникновения аварийных ситуаций (разгерметизация нефтепровода), загрязнение поверхностных вод нефтью исключается, поскольку проектными решениями прокладка трубопровода осуществляется в герметичном футляре. При падении давления в системе, электроприводные запорные арматуры (ЗУ), установленные по обеим сторонам водного перехода, перекрывают повреждённый участок, тем самым прекращая поток нефти по повреждённому участку. Герметичный футляр исключает попадание нефти просочившейся из нефтепровода, в реку и ручей б/н.
5	Ухудшение условий размножения, потеря мест нагула, отдыха, нарушение путей миграции в результате прокладки дорог, трубопроводов и линий коммуникаций.	Ухудшение условий размножения возможно в период строительства проектируемых объектов, поскольку в данный период реализации проектных решений на участке строительства присутствует максимальное количество техники, работающего персонала, проводятся земляные работы (рытье траншей), проезд автотранспорта по существующим дорогам. Согласно данным геопортала электронного Правительства	Потеря мест нагула, отдыха маловероятна, поскольку проектируемые скважины располагаются на территории существующих кустовых площадках, а проектируемые линейные сооружения прокладываются в существующих коридорах коммуникаций, в которых земельные участки уже претерпели антропогенное воздействие в виде вырубки древесной растительности.

Резюме №

Подпись

Имя № подлн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

485

		Самарской области, данным официального сайта ДОР СО, и Министерства природных ресурсов экологии и имущественных отношений Оренбургской области, сведения о путях сезонной миграций охотничьих животных на территории охотничьего угодья «Камышлинское», ОдОУ м.р. Клявлинский, ООО «Байиуган Сервис», отсутствуют. Поэтому оценить вероятность изменения или нарушения путей сезонной миграции от реализации проектных решений не представляется возможным. Строительство наземных переходов через водные объекты не повлияет на нерест водных биоресурсов, поскольку в период нереста (с 15 апреля по 15 июня), работы во строительстве водных переходов не осуществляются.	
6	Шумовое, вибрационное беспокойство	Процесс строительства оказывает определенное воздействие на объекты животного мира, как фактор беспокойства при выполнении технологических операций при строительстве и движении строительной техники. Основной процент строительной техники располагается в пределах строительной полосы. Поэтому физическое воздействие в форме шума и вибрации будет локализовано и ограничено по времени (21 месяц, одна рабочая смена по 8 часов в сутки). В разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» были проведены расчеты акустического воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду. Результаты расчетов показали, что уровень шумового воздействия не превышает санитарно-эпидемиологические требования, установленные законодательством РФ.	После окончания строительных работ, и ввода в эксплуатацию проектируемых сооружений, физическое воздействие в виде шумового фактора беспокойства животных будет оказываться при периодическом объезде промышленных объектов месторождения.

Резюме №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

486

4.11 Оценка воздействия на ООПТ, исторические и археологические памятники в зоне воздействия проектируемых объектов

Согласно информации, представленной от уполномоченных органов (приложение К раздела 0261-01-ОВОС2.1), особо охраняемые природные территории, памятники археологии, объекты культурного наследия, включенные в Единый государственный реестр объектов культурного наследия РФ, на территории предполагаемого строительства отсутствуют.

На основании вышеизложенного можно утверждать, что реализация проектных решений не окажет отрицательного воздействия на ООПТ и объекты культурного наследия.

4.12 Оценка воздействия на социальные условия и здоровье населения

Социально-экономические условия района работ

Данные о социально-экономических условиях рассматриваемой территории приводятся по состоянию на 01.01.2021 г, в соответствии с официальных сайтов Муниципальных образований Оренбургской области Северного района (<https://mo-se.orb.ru>), Самарской области Камышлинского района (<https://kamadm.ru>) и Клявлинского района (<https://klvadm.ru>).

Байтуганское месторождение расположено в трех административных районах: Северном районе Оренбургской области, в Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области.

На площади месторождения (в западной части) расположено небольшое село Берёзовая поляна Камышлинского района, сёла Ерилкино Клявлинского района и Красный Яр Камышлинского района примыкают к северо-западной и западной границам контура месторождения. Сёла Камышлинского района Новое Усманово и Татарский Байтуган находятся в 1,5 км к югу и 2 км к юго-западу от контура месторождения. Районные центры Оренбургской области посёлок Северное и город Бугуруслан расположены 12 км восточнее и 60 км севернее Байтуганского месторождения; районные центры Самарской области посёлок Камышла и станция Клявлино – 13 км юго-западнее и 26 км северо-западнее.

Северный район расположен на крайнем северо-западе Оренбургской области. Площадь территории составляет 2,1 тыс.кв.км. Протяженность района с запада на восток –80 км, с севера на юг –55 км. На западе и северо-западе район граничит с Самарской областью, на севере и востоке – с Татарстаном, на юго-востоке и юге – с Абдулинским и Бугурусланским районами Оренбургской области.

Ближайшая железнодорожная станция Бугуруслан находится в 60 км от районного центра. Районный центр с. Северное расположен от областного центра г. Оренбурга по железной дороге в586 км, по шоссейной дороге – в 450 км.

Протяженность автомобильных дорог общего пользования с твёрдым покрытием (федерального, регионального и межмуниципального, местного значения) составляет 423,48 км.

Численность населения — 11.656 тыс. человек. Средняя плотность сельского населения Северного района – 5,58 человек на кв. км, что несколько выше среднеобластного показателя.

Земли района подразделяется на следующие категории:

- земли сельскохозяйственного назначения –152715 га

- земли поселений –11599 га

- земли промышленности, энергетики, транспорта, связи и иного специального назначения –1203 га

- земли лесного фонда –43484 га.

Электроснабжение потребителей в районе осуществляется предприятиями коммунальных и северных электрических сетей. Отопление жилых и административных зданий осуществляют 4 котельных МУП ЖКХ «Северное». Питьеовое водоснабжение

Резонанс №	
Подоб и дити	
Име № подл	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

487

населения района осуществляется из 2-ух открытых родников районного центра, 400 естественных родников в селах района, 5 артезианских и 750 малых буровых индивидуальных скважин.

Централизованная канализационная система имеется только в райцентре, обслуживается МУП ЖКХ «Северное».

Основными стратегическими объектами, представляющими экологическую опасность являются: газопроводы, нефтепроводы, этанопроводы, топливопроводы, нефтяные скважины, обслуживаемые Северное ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Самара», Абдулинским ЛПУ МГ, Бугурусланским районным нефтедобывающим управлением, ООО «БайТекс», ЗАО «Алойл», ОАО «Татнефть им.Шашина», ЗАО «Оренбургнефтеотдача».

Северное ЛПУ МГ включает в себя 3 компрессорные станции по направлениям газопроводов:

- КС – 7 – «Челябинск-Петровск»
- КС-20 – «Уренгой-Петровск»
- КС-20А – «Уренгой-Новопсковск».

По газопроводам транспортируется природный очищенный газ-метан (98%), диаметр трубопровода 1420 мм, рабочее давление 70-75 кг/см². Северное ЛПУ МГ эксплуатирует 325 км газопровода, в т.ч. в границах – 153 км.

Газопроводы «Оренбург-Заинск», транспортирующий сероводородосодержащий газ и «Оренбург-Казань», транспортирующий газ-этан, проходят по территории Староборискинского с/с, Секретарского и Аксенкинского с/советов, эксплуатируются Абдулинским ЛПУ МГ «Оренбургтрансгаз», протяженность газопроводов в пределах района составляет 65 км каждый.

Нефтепродуктопроводы:

- Уфа-западное направление, эксплуатирует ЛПДС с.Тюрино Бугурусланского района Уфимского производственного отделения;

- Нижневартовск-Самара, эксплуатирует БРНУ г.Бугуруслана

- Бавлы-Самара, транспортирующий нефть, дизельное топливо, бензин разных марок, эксплуатирует БРНУ г.Бугуруслана.

В границах района протяженность нефтепродуктопроводов составляет 23 км каждый.

На 1 января 2021 года в районе торговую деятельность осуществляли 100 предприятий стационарной торговли. Общая площадь объектов составила- 6101 кв.м., торговая площадь - 3331 кв.м.

В общественном питании свои услуги предоставляют 33 предприятия (включая закрытую и открытую сеть) на 1683 посадочных мест. Работает один розничный рынок МУП «Центральный рынок», площадью 4886,2 кв.м (с 2013 года – универсальная ярмарка).

На территории района продажу нефтепродуктов осуществляют 10 автозаправочных станций.

В финансово-кредитной сфере района свою деятельность осуществляют: доп.офис 059 Бугурусланского отделения № 83 Сбербанк России, доп.офис ОАО «БАНК Оренбург» в с. Северное.

Современный промышленный комплекс района – это предприятия различной формы собственности, выпускающие хлеб и хлебобулочные изделия, макаронную продукцию, кисель, занимающиеся обработкой древесины и производством изделий из дерева, издательской деятельностью: Северное ПО «Производственное объединение –хлебозавод», ГУП Оренбургской области «Северный Лесхоз», Редакции газеты «Северная звезда» - Северный филиал ГУП «РИА «Оренбуржье».

Социальная инфраструктура в районной системе образования представлена 5 школами, из них - 4 средних, 1 основная и 11 филиалов школ; 5-ью дошкольными образовательными учреждениями; 2-мя учреждениями дополнительного образования детей; коррекционной школой-интернатом.

Резон или №

Подп и. д. д. д. д.

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

488

Раскрытием творческих способностей, одарённости в различных направлениях искусства занимается Детская школа искусств.

В Детско-юношеской спортивной школе имеется 5 отделений: волейбол, борьба «Самбо», легкая атлетика, футбол и лыжные гонки. В р.ц. Северное имеется стадион «Юность» с беговыми дорожками и волейбольной площадкой для занятия пляжным волейболом.

ГБУЗ «Северная районная больница», осуществляющая свою деятельность в сфере здравоохранения, состоит круглосуточного, дневного стационаров и поликлиники. В районе функционируют 33 фельдшерско-акушерских пункта.

Муниципальный район Камышлинский расположен в северо-восточной части Самарской области, в верхнем течении реки Сок. Граничит с муниципальными районами Самарской области: Клявлинский, Похвистневский, Иса克林ский и с Оренбургской областью. Был образован в 1991 году указом Президиума Верховного Совета РСФСР за счет части территории Клявлинского района.

Площадь территории района – 823,6 кв. км.

В составе муниципального района Камышлинский создано 6 муниципальных образований - сельских поселений: Байтуган, Балыкла, Ермаково, Камышла, Новое Усманово, Старое Усманово. Здесь расположено 22 сельских населенных пункта.

Административный центр района – село Камышла.

Общая численность постоянного населения Камышлинского района на 01.01.2021г. – 10,113 тыс. человек. Национальный состав: татары - 9244 чел. (81%), русские - 1073 чел. (9,4%), чуваша - 593 чел. (5,2%), мордва - 169 чел. (1,48%).

Ближайшая железнодорожная станция – Клявлино.

Минерально-сырьевую базу муниципального района Камышлинский составляют минерально-строительное, горно-химическое и углеводородное сырье. Имеются месторождения красной глины, алебаstra, камня бутового, галечника и др. Из энергетического сырья присутствуют нефть и торф. В долине реки Сок много минеральных серных источников, а также сероводорода.

Муниципальный район Камышлинский - приграничный сельскохозяйственный район с моноотраслевой структурой экономики. На его территории зарегистрировано 143 организации, в том числе 7 - обрабатывающих производств, 2 - по производству электроэнергии, газа и воды, 30 - сельского хозяйства, охоты и лесного хозяйства. В районе функционируют 12 малых предприятий с численностью занятых 47 чел.

Почвенно-климатические условия района позволяют развивать зерновое производство и мясомолочное животноводство. В районе зарегистрировано 12 крупных сельскохозяйственных предприятий и 14 крестьянских (фермерских) хозяйств. В структуре валовой продукции сельского хозяйства 40,5% составляет растениеводство, 59,5% - животноводство. Площадь сельскохозяйственных угодий составляет 60,9 тыс. гектар.

Промышленность района представляют ОАО «Камышлинский Молокозавод», ОАО «Камышлинский Хлебозавод», ОАО «Камышлинский Промкомбинат». Транспортную отрасль района представляют АОТ «Автотранспортное предприятие» и АОТ «Камышлинский Агропромтранс». Имеется банк. На территории района ведется добыча нефти.

Клявлинский муниципальный район – приграничный сельскохозяйственный район с диверсифицированной структурой экономики. Клявлинский район расположен в северо-восточной части Самарской области и граничит на севере с республикой Татарстан, на западе - с Шенталинским и Иса克林ским районами, на юге - с Камышлинским районом, на востоке - с Оренбургской областью. Протяженность района с севера на юг 35 км, с запада на восток 38 км.

Площадь территории района – 1255,6 кв. км.

Население Клявлинского района (на 01.01.2021г) составляет 13,649 тыс.чел.

Рез. иш. №	Подп. и. дата	Изм. № подл.	Промышленность района представляет ОАО «Камышлинский Молокозавод», ОАО «Камышлинский Хлебозавод», ОАО «Камышлинский Промкомбинат». Транспортную отрасль района представляют АООТ «Автотранспортное предприятие» и АООТ «Камышлинский Агропромтранс». Имеется банк. На территории района ведется добыча нефти.						
			Клявлинский муниципальный район – приграничный сельскохозяйственный район с диверсифицированной структурой экономики. Клявлинский район расположен в северо-восточной части Самарской области и граничит на севере с республикой Татарстан, на западе - с Шенталинским и Исаклинским районами, на юге - с Камышлинским районом, на востоке - с Оренбургской областью. Протяженность района с севера на юг 35 км, с запада на восток 38 км. Площадь территории района – 1255,6 кв. км. Население Клявлинского района (на 01.01.2021г) составляет 13,649 тыс.чел.						
							0261-01-00-ОВОС1		Лист
									489
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Согласно переписи 2010 года национальный состав Клявлинского района составляют русские - 6552 чел. (41,1 %), чуваша – 4425 чел. (27,8%), мордва-эрзяне – 3825 чел. (24,0%), татары – 803 чел. (5,0%).

На его территории зарегистрировано 193 организации, в том числе 2 - по добыче полезных ископаемых, 21 - обрабатывающее производство, 4 - по производству электроэнергии, газа и воды, 36 - сельского хозяйства, охоты и лесного хозяйства. В районе функционируют 35 малых предприятий с численностью занятых 473 человека.

Ведущей отраслью экономики района является сельское хозяйство. В районе выращивают пшеницу, ячмень, овёс, рожь, гречиху, картофель, подсолнечник, многолетние травы. Распространено молочное и мясное скотоводство, овцеводство. В структуре валовой продукции сельского хозяйства 52,2% составляет растениеводство, 47,8% - животноводство.

Санитарно-эпидемиологическая обстановка

Данные о санитарно-эпидемиологической обстановке Северного района Оренбургской области и Камышлинского и Клявлинского района Самарской области, представлены по данным:

- государственного доклада «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Оренбургской области в 2021 году», составленного УФС по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Оренбургской области в 2022 году;
- государственного доклада «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Самарской области в 2021 году», составленного УФС по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области в 2022 году;
- официального сайта Муниципального образования Оренбургской области Северного района <http://kamadm.ru/>
- официального сайта Муниципального образования Самарской области Камышлинского района <http://mo-se.orb.ru/>
- официального сайта Муниципального образования Самарской области Клявлинского района <http://klvadm.ru/>

Гигиена атмосферного воздуха

Атмосферный воздух – один из важнейших факторов окружающей среды обитания человека, характеризующих санитарно-эпидемиологическое благополучие населения.

Основной вклад в выбросы вредных веществ в атмосферу области от стационарных источников вносят предприятия топливно-энергетического комплекса, нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, черной и цветной металлургии, машиностроение.

В рамках надзорных мероприятий Управление Роспотребнадзора по Самарской области ежегодно организует проведение силами ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» исследования атмосферного воздуха на территории городских и сельских поселений в зоне влияния промышленных предприятий (на маршрутных и подфакельных постах), вблизи автомагистралей в зоне жилой застройки.

вблизи автомагистралей, в зоне жилой застройки.

В 2021 году ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Оренбургской области» Исследовано 17279 проб атмосферного воздуха населенных мест, из них 13825 проб или 80,0 % в городских и 3454 пробы или 20 % в сельских поселениях.

В 2021 году ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» отобрано и проанализировано 7788 проб (в 2020 - 14314).

По результатам лабораторных исследований, превышения предельно допустимых концентраций были зарегистрированы в 0,16 % отобранных проб (в 2020 году 0,2%), что ниже

Результат	Подпись и дата	Изм. №	Самарской области» исследования атмосферного воздуха на территории городских и сельских поселений в зоне влияния промышленных предприятий (на маршрутных и подфакельных постах), вблизи автомагистралей в зоне жилой застройки.					
			вблизи автомагистралей, в зоне жилой застройки.					
			В 2021 году ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Оренбургской области» Исследовано 17279 проб атмосферного воздуха населенных мест, из них 13825 проб или 80,0 % в городских и 3454 пробы или 20 % в сельских поселениях.					
			В 2021 году ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» отобрано и проанализировано 7788 проб (в 2020 - 14314).					
			По результатам лабораторных исследований, превышения предельно допустимых концентраций были зарегистрированы в 0,16 % отобранных проб (в 2020году 0,2%), что ниже					

среднероссийского показателя 2020 года (0,45 %) и среднееголетних значений по Самарской области (0,17%).

Уровни загрязнения атмосферного воздуха по данным лабораторного контроля представлены в таблице 4.12.1.

Таблица 4.12.1 - Уровни загрязнения атмосферного воздуха по данным лабораторного контроля, осуществляемого Управлением Роспотребнадзора по Самарской области

Показатель	Самарская и Оренбургская область			Динамика 2020г.	Тенденция: сравнение с предыдущим (2020) годом
	2019г.	2020г.	2021г.		
Доля проб атмосферного воздуха, превышающих ПДК в городских и сельских поселениях Самарской области	0,27	0,2	0,16	↓	0,45
Доля проб атмосферного воздуха, превышающих ПДК в городских и сельских поселениях Оренбургской области	0,08	0,0	0,08	↓	0,05
Примечание: – рост или снижение.					

Состояние хозяйственно-питьевого водоснабжения

В соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями питьевая вода должна быть безопасной в эпидемиологическом отношении, безвредной по химическому составу и должна иметь благоприятные органолептические свойства.

В 2021 году в Оренбургской области эксплуатировалось 1263 источника централизованного питьевого водоснабжения, в том числе поверхностных – 3, остальные – подземные, 26 источников нецентрализованного водоснабжения.

В 14 административных территориях области, в том числе и в Северном районе, доля подземных источников централизованного питьевого водоснабжения, не отвечающих санитарным нормам из-за отсутствия зон санитарной охраны, превышала среднеобластной показатель (9,0 %), – более 18,5 % (см. таблицу 4.12.2).

Таблица 4.12.2 - Территории, где наибольшая доля подземных источников централизованного питьевого водоснабжения, не имеет зон санитарной охраны

Наименование территории	2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	количество подземных водоисточников	из них не имеющие ЗСО (%)	количество подземных водоисточников	из них не имеющие ЗСО (%)	количество подземных водоисточников	из них не имеющие ЗСО (%)
Оренбургская область	1261	9,5	1259	9,1	1260	9,0
Северный район	27	25,9	27	25,9	27	18,5

Результаты

Подпись

Имя, № докум.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

491

С учетом географического расположения Оренбургской области для подземных вод характерно повышенное содержание отдельных макроэлементов природного происхождения, среди которых наиболее распространенными являются высокий уровень жесткости, минерализации, хлоридов, сульфатов, железа, марганца. В 2021 году в 12 территориях области, в том числе и в Северном районе, доля проб питьевой воды из источников водоснабжения, не соответствующих гигиеническим нормам по санитарно-химическим показателям, превышала среднеобластной показатель – 14,0%, – более 20 %

Доля проб воды из распределительной сети, не соответствующей гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям, превышала среднеобластной показатель (5,0 %) в три и более раз в семи территориях области, в том числе: Северном районе (табл. 4.12.3).

Таблица 4.12.3 - Территории, где наибольшая доля проб воды из распределительной сети не отвечает гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям

Наименование территории	Доля проб воды из распределительной сети, не соответствующей гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям, %			Динамика к 2020 г.
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
Оренбургская область	3,1	4,1	5,0	↑
Северный район	0	14,2	23,3	↑

Удельный вес проб воды из распределительной сети, не соответствующих гигиеническим нормативам по общей минерализации, отмечался Северном районе (6,8 %).

Состояние воды поверхностных водоемов Самарской области, используемой для питьевого водоснабжения (I категории) и для рекреационного водопользования (II категории), по микробиологическим и санитарно-химическим показателям продолжает оставаться нестабильным в санитарно-эпидемиологическом отношении, хотя имеет тенденцию к улучшению.

В целом по Самарской области в 2021 году 5,6 % исследованных проб воды водоемов I категории не соответствовали гигиеническим нормативам по микробиологическим показателям (в 2020г. – 3,9 %, в 2019 г. -5 %, в 2018 г. – 1%, в 2017 г. - 4,2 %, в 2016 г. – 38,5%); воды водоемов II категории - 21,8 % (в 2020 году - 20,9 % , в 2019г. -20%, в 2018г. – 22,1%, в 2017г. - 23,8 %, в 2016 г. – 31,2%).

В 2021г. в целом по Самарской области 153 из 884 (17,3%) подземных источников, обеспечивающих население централизованным водоснабжением, не отвечали санитарным требованиям, в том числе 125 (14,1%) - из-за отсутствия зон санитарной охраны. Данные показатели остались на уровне 2020 года

24 административных образования Самарской области, в том числе Клявлинском районе для хозяйственно-питьевых целей используют только подземные воды. Поверхностные источники водоснабжения используются большей частью населения, в том числе в Камышлинском районе. Показатель обеспеченности сельского населения качественной питьевой водой 74,8%, т.е. данный показатель далек от аналогичного для городского населения.

Основными причинами несоответствия водопроводов санитарно-эпидемиологическим требованиям являются:

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							492

- неудовлетворительное санитарно-техническое состояние сетей и сооружений, не обеспечивающее необходимое качество питьевой воды;
- отсутствие необходимого комплекса очистных сооружений на большинстве сельских водопроводов, питающихся из подземных вод с природной высокой жесткостью и минерализацией;
- многолетняя эксплуатация технически и морально устаревших очистных сооружений на ряде поверхностных водозаборов, в условиях ухудшающегося качества воды открытых водоемов.

Несвоевременное проведение ремонта приводит к разрушению срубов колодцев.

Имеет место нерегулярная очистка и дезинфекции источников. У большинства колодцев отсутствуют ответственные лица за их содержание и эксплуатацию

К основным факторам, обуславливающим низкое качество воды нецентрализованных источников питьевого водоснабжения, следует отнести:

- слабую защищенность водоносных горизонтов от загрязнения с поверхности территорий;
- отсутствие зон санитарной охраны;
- отсутствие современного технического ремонта, очистки и дезинфекции колодцев.

Гигиена почвы

Почва, как основной накопитель химических веществ техногенной природы и факторов передачи инфекционных и паразитарных заболеваний, может оказывать неблагоприятное влияние на условия жизни населения и его здоровье.

В 2021 году в Оренбургской области на санитарно-химические показатели исследовано 862 пробы почвы. Доля проб почвы, отобранных на селитебной территории населённых мест, составила 66,3 % от общего количества проб, из них 37,7 % – на территориях детских организаций и детских площадок. В 2021 году исследовано 1034 пробы почвы на микробиологические показатели, в том числе 74,0 % в селитебной зоне, из них 39,3 % – на территориях детских организаций и детских площадок.

В Самарской области доля проб почвы, не соответствующая гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям, в 2021 году осталась на уровне 2020 года и составила 0,5% от числа отобранных проб.

Основными причинами, оказывающими влияние на микробное загрязнение почвы селитебных зон Самарской области, по-прежнему являются:

- несвоевременное удаление отходов с селитебных территорий с образованием несанкционированных свалок мусора;
- рост численности безнадзорных и синантропных животных – переносчиков возбудителей инфекционных и паразитарных заболеваний;
- отсутствие организованных мест для выгула домашних животных, наличие безнадзорных животных (собак, кошек),
- загрязнение почв территорий муниципальных образований продуктами жизнедеятельности домашних и синантропных животных;
- недостаточное количество общественных туалетов;
- высокая повреждаемость канализационных сетей;
- недостаточная культура населения и другие факторы.

Медико-демографическая ситуация

В 2020 году во всех административно-территориальных образованиях Оренбургской области отмечается естественная убыль населения.

Суммарный коэффициент рождаемости (характеризует среднее число рождений у одной женщины в гипотетическом поколении за всю её жизнь при сохранении существующих

Результат №	– отсутствие организованных мест для выпула домашних животных, наличие безнадзорных животных (собак, кошек),				
	– загрязнение почв территорий муниципальных образований продуктами жизнедеятельности домашних и синантропных животных;				
Подп. и дата	– недостаточное количество общественных туалетов;				
	– высокая повреждаемость канализационных сетей;				
Изм. № прото	– недостаточная культура населения и другие факторы.				
Медико-демографическая ситуация					
В 2020 году во всех административно-территориальных образованиях Оренбургской области отмечается естественная убыль населения.					
Суммарный коэффициент рождаемости (характеризует среднее число рождений у одной женщины в гипотетическом поколении за всю её жизнь при сохранении существующих					
0261-01-00-ОВОС1					
Лист					
493					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

уровней рождаемости в каждом возрасте независимо от смертности и от изменений возрастного состава) в Оренбургской области составил 1,55 детей, что ниже на 2,5 %, чем в 2019 году (1,59), но выше на 2,6 % показателя по Российской Федерации (1,51) и на 8,4 % Приволжского федерального округа (1,43).

В структуре основных причин смерти населения области первое ранговое место занимают болезни системы кровообращения – 760,2 на 100 тыс. населения (46,6 %), второе место прочие причины смерти – 358,9 на 100 тыс. населения (22 %), третье место новообразования – 232,1 на 100 тыс. населения (14,2 %), и далее в порядке убывания: внешние причины – 98,3 на 100 тыс. населения (6,0 %), болезни органов пищеварения – 83,1 на 100 тыс. населения (5,1 %), болезни органов дыхания – 65,4 на 100 тыс. населения (4,0 %), инфекционные и паразитарные болезни – 33,2 на 100 тыс. населения (2,1 %)

Снижение численности населения области происходит и за счет миграционных процессов. За предыдущие годы миграционное снижение ежегодно составляло от 8 до 10 тысяч человек. С 2019 года снизилась роль миграционных процессов, и в 2020 году миграционное снижение составило 624 человека (2019 г. – 237 человек). Наиболее выражено миграционное снижение среди сельского населения.

Из всей численности населения в Самарской области городского населения – 80 %, сельского населения – 20 % в течение последних 15 лет и более, по 2020 г. включительно

Коэффициент миграционного прироста населения по Самарской области в 2020 г. составил «0,1», в 2019 г. «8,9» на тыс. всего населения.

Первичная заболеваемость населения

В 2020 году показатель первичной заболеваемости всего населения области уменьшился относительно 2019 года на 4,9 % и составил 735,2 на 1000 населения.

При ранжировании первичной заболеваемости всего населения Оренбургской области за многолетний (2006–2020 гг.) для Северного района показатель первичной заболеваемости составил 803,9 на 1000 населения (13 ранговое место), при среднеобластном показателе 815,8 на 1000 населения.

Структура общей заболеваемости с впервые установленным диагнозом у всего населения в Самарской области за 2020 г. включала: болезни органов дыхания – 49 %, болезни мочеполовой системы – 11 %, болезни кожи и подкожной клетчатки – 1 %, болезни органов пищеварения – 9 %

При ранжировании первичной заболеваемости всего населения Самарской области за многолетний (2017–2020 гг.) для Камышлинского района установлено 7 ранговое место.

При ранжировании первичной заболеваемости всего населения Самарской области за многолетний (2017–2020 гг.) для Клявлинского района установлено 27 ранговое место.

Первичная заболеваемость взрослого населения

При ранжировании первичной заболеваемости взрослого населения Оренбургской области за многолетний (2006–2020 гг.) для Северного района показатель первичной заболеваемости составил 675,1 на 1000 населения (3 ранговое место), при среднеобластном показателе 588,3 на 1000 населения.

Первичная заболеваемость детей (0-14 лет)

В 2020 году в структуре первичной заболеваемости детей 0-14 лет на территории Оренбургской области первое место занимают болезни органов дыхания – 65,9 %, на втором месте травмы и отравления – 6,4 %, на третьем болезни органов пищеварения – 3,7 %, на четвертом – болезни кожи и подкожной клетчатки (3,3 %), на пятом месте – болезни эндокринной системы (2,8 %)

При ранжировании первичной заболеваемости детского населения Оренбургской области за многолетний (2006–2020 гг.) для Северного района показатель первичной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							494

заболеваемости составил 1288,8 на 1000 детского населения (28 ранговое место), при среднеобластном показателе 1710,5 на 1000 детского населения.

За 2020 г., в сравнении с 2018 г., у детского населения Самарской области нет роста экологически зависимой патологии по таким нозологиям, классам заболеваний, как ожирение, психические расстройства, болезни системы кровообращения, болезни органов дыхания, анемии, врожденные аномалии, болезни мочеполовой системы, болезни органов пищеварения, сахарный диабет, злокачественные новообразования, болезни, характеризующиеся повышенным кровяным давлением.

При проведении сравнительного анализа выяснено, что за период с 2018 по 2020 гг. имеется фактический и прогнозный рост заболеваемости с впервые в жизни установленным диагнозом (числа случаев на 100 тыс. детского населения) ожирения – 345(в 2017-2019 гг. – 494, 2013-2015 гг. – 484, в 2010-2012 гг. – 452, в 2007-2009 гг. – 358); сахарного диабета – 27 (в 2017-2019гг.-20, 2013-2015 гг. – 20, в 2010-2012 гг. – 18, в 2007-2009 гг. – 19).

Первичная заболеваемость подростков (15-17 лет)

В Оренбургской области среди подростков 15–17 лет показатель первичной заболеваемости уменьшился относительно 2019 года на 11,2 % и составил в 2020 году 1251,7 на 1000 подросткового населения.

При ранжировании первичной заболеваемости подросткового населения Оренбургской области за многолетний (2011–2020 гг.) для Северного района показатель первичной заболеваемости составил 1563,4 на 1000 подросткового населения (14 ранговое место), при среднеобластном показателе 1557,3 на 1000 подросткового населения.

Заболеваемость детей первого года жизни

В Оренбургской области среди детей первого года жизни показатель заболеваемости в 2020 году составил 2431,3 на 1000 детей соответствующего возраста, что на 20,4 % выше показателя 2019 года и на 16,1 % – показателя 2008 г.

В 2020 году выявлен рост показателя заболеваемости детей первого года жизни в Оренбургской области в сравнении с 2019 годом в 31 территории, в том числе и в Северном районе (18,2%).

В ходе санитарно-гигиенического ранжирования показателя заболеваемости детей первого года жизни за многолетний период (2008–2020 гг.) выявлено превышение среднемноголетнего областного показателя (2166,0 на 1000 детей 1 года жизни) в шести территориях Оренбургской области, в том числе в Северном районе – 2748,3 на 1000 детей 1 года жизни (выше среднеобластного показателя на 29,4%).

Первичная заболеваемость населения болезнями системы кровообращения

В Оренбургской области в 2020 году показатель первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения всего населения области уменьшился относительно 2019 г. на 32,9 % и составил 37,0 на 1000 населения.

В ходе санитарно-гигиенического ранжирования первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения всего населения Оренбургской области за период с 2006–2020 гг. выявлено 18 приоритетных территорий с превышением среднемноголетнего среднеобластного показателя (37,6 на 1000 всего населения), в том числе Северный район (80,3 на 1000 всего населения).

В ходе санитарно-гигиенического ранжирования первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения взрослого населения Оренбургской области за период 2006–2020 гг. выявлено 19 приоритетных территорий (показатель первичной заболеваемости болезнями системы кровообращения взрослого населения превышает среднемноголетний среднеобластной – 43,2 на 1000 взрослого населения), в том числе Северный район (94,3 на 1000 взрослого населения).\

Результат	№
Подп. и дата	
Имя, №, подп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1

Заболеваемость злокачественными новообразованиями населения

За последние 15 лет (с 2005 по 2020 гг.) в Оренбургской области, аналогично ситуации в Российской Федерации, отмечается ежегодный прирост первичной заболеваемости злокачественными новообразованиями. Среднеобластной показатель увеличился с 349,5 (в 2005 г.) до 429,6 случаев на 100 тыс. населения (в 2020 г.), рост онкологической заболеваемости составил 22,9 %.

Показатель заболеваемости злокачественными новообразованиями в Северном районе ниже среднеобластного значения – 422,2 на 100 тыс. человек.

В соответствии с ф. 7 «Сведения о злокачественных новообразованиях» в 2020 г. у всего населения Самарской области было выявлено и морфологически подтверждено 15412 случаев заболеваемости злокачественными новообразованиями (ЗНО) (в 2019 г. – 16767 случаев, в 2018 г. – 16241 случай, в 2017 г. – 16394 случаев, в 2016 г. – 14648 случаев).

Показатель заболеваемости злокачественными новообразованиями в Камышлинском районе ниже среднеобластного значения – 376 на 100 тыс. человек, в Клявлинском районе – 447 376 на 100 тыс. человек.

Первичная заболеваемость населения болезнями органов дыхания

В период с 2009 по 2020 гг. в Оренбургской области отмечается тренд к увеличению заболеваемости болезнями органов дыхания всего населения на 9 % $R^2=0,0671$. В сравнении с 2019 г. уровень первичной заболеваемости увеличился в 2020 г. на 14,2 % и составил 372,4 на 1000 населения

В 2020 г., по сравнению с 2019 г., показатель первичной заболеваемости болезнями органов дыхания всего населения области увеличился в 29 административных территориях, в том числе в Северном районе на 9,1 %.

Первичная заболеваемость населения болезнями органов пищеварения

По среднемноголетним (2006–2020 гг.) данным среднеобластной показатель первичной заболеваемости болезнями органов пищеварения всего населения Оренбургской области составил 31,1 на 1000 всего населения. Северный район входит в число административных территорий с наиболее высокими показателями заболеваемости, превышающие среднеобластной среднемноголетний показатель – 37,3 на 1000 всего населения.

В целях соблюдения права человека на благоприятные условия жизнедеятельности, прав и законных интересов правообладателей земельных участков и объектов капитального строительства в соответствии со статьей 5.1 Градостроительного кодекса РФ, руководствуясь статьей 28 Федерального закона от 06.10.2003 года № 131 –ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», были проведены общественные обсуждения, публичные слушания по настоящему проекту. Подтверждающие документы представлены в *приложении А1, Б1, В1, Г1 Раздела 0261-01-ОВОС 2.2.*

Для обслуживания проектируемых объектов дополнительного рабочего персонала не требуется, т.е. эксплуатация объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения не предполагает создание новых рабочих мест.

После окончания хозяйственной деятельности объект должен быть ликвидирован. Однако часть инфраструктуры (дороги, здания, линии связи, энергообеспечения и другие пригодные для эксплуатации коммуникации) могут быть переданы местным организациям и использоваться ими в хозяйственной деятельности.

Таким образом, эксплуатация проектируемого объекта характеризуется незначительным воздействием на все сферы жизнедеятельности населения региона.

Результат	№
Подп.	Инициатива
Имя	№ проекта

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

496

4.13 Оценка воздействия промышленного объекта при аварийных ситуациях

4.13.1 Описание возможной аварийной ситуации и оценка воздействия на окружающую среду при аварийной ситуации в период эксплуатации проектируемых сооружений

Расчет выбросов загрязняющих веществ при возникновении аварийных ситуаций выполнен в соответствии со следующими методическими документами и правилами:

- Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (Утв. Минтопэнерго России 01.11.1995 г.)
- Методика расчета вредных выбросов в атмосферу от нефтехимического оборудования РМ 62-91-90 (кроме раздела 2.1). Воронеж, 1990 (далее – РМ 62-91-90);
- Дополнение к Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров (Новополоцк,1997). СПб., 1999 (далее – Дополнение к Методическим указаниям Новополоцк 1997);
- Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов. Самара, 1996 (далее – Методика расчета выбросов при свободном горении нефтепродуктов);

Для расчета сценариев аварий «А» и «Б» был принят наиболее протяжённый напорный нефтепровод от УЗ №5 до УПН, L = 6 091,7м.

Для расчета сценария аварии «В» был принят:

- наиболее протяжённый высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402, L=1406,70 м;
- высоконапорный водовод от скв. №6с до скв. №1715, как наиболее близкий к поверхностному водотоку р. Окана, находится на расстоянии 116 м к западу от реки, L = 479,70м.

Возможные аварии можно условно разбить на две основные группы:

1. аварии с наиболее тяжёлыми последствиями (полная разгерметизация оборудования);
2. наиболее вероятные (типичные) аварии (аварии с частичной разгерметизацией оборудования).

Применительно к проектируемому объекту к указанным авариям отнесены следующие сценарии аварии:

Сценарий «А» - полная разгерметизация нефтепровода и аварийный выброс перекачиваемого продукта без возгорания → образование пролива → испарение с поверхности пролива;

Сценарий «Б» - полная разгерметизация нефтепровода и аварийный выброс перекачиваемого продукта без возгорания→образование пролива →возгорание пролива, при наличии источника зажигания.

Частота утечек из технологических трубопроводов – $1,5 \times 10^{-8} \text{ м}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$ (согласно Таблице П1.2 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», (Приложение к Приказу МЧС РФ от 01.07.2009 г. № 404).

Сценарий «В» - полная разгерметизация высоконапорного водовода → образование пролива → загрязнение почвы

Изм.	№	Подп.	Имя	Рез.	№	0261-01-00-ОВОС I					Лист
											497
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Частота утечек из технологических трубопроводов – $1,5 \times 10^{-8} \text{ м}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$ (согласно Таблице П1.2 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», (Приложение к Приказу МЧС РФ от 01.07.2009 г. № 404).

При расчетах сценария аварий «А» и «Б» были использованы исходные данные, допущения и предположения, принятые аналогично разделу 0261-01-00-ГОЧС:

- Протяженность аварийного участка нефтепровода – 6 091,7м
- Диаметр х толщина стенки - Ø273 х 8мм
- Плотность нефти $\rho_H = 0,891 \text{ кг/м}^3$, см. таблицу 1.4;
- Молярная масса нефти $M = 286 \text{ кг} \times \text{кмоль}^{-1}$ см. таблицу 1.4;
- при развитии максимальных гипотетических аварий участвует вся масса высвободившегося опасного вещества;
- время закрытия арматуры с электроприводом принимается равным - 120с;
- время закрытия арматуры с ручным приводом принимается равным – 300 с;
- при расчетах количества опасного вещества, участвующего в аварии, при катастрофическом разрушении технологического оборудования, учитывались максимальные параметры технологического режима, установленные в технологическом регламенте;
- при проведении расчетов, в качестве консервативного допущения, предполагалось быстрая и полная дегазация эмульсии;
- испарение нефти происходит со всей площади разлива;
- горение нефти на всей площади разлива;
- коэффициент участия паров горючих веществ во взрыве принят 0,1 (СП 12.13130.2009);
- расчетная температура воздуха +39°C (абсолютный максимум согласно отчету 0261-01-00-ИГМИ);
- среднегодовая скорость ветра 3,3 м/с по данным метеостанции Клявлино (письмо ФГБУ «Приволжское УГМС» № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г, см. Приложение В Раздел 0261-01-00-ОВОС2.1);
- атмосферное давление 0,1 МПа;
- природная влажность грунта 17,8% , отчет 0261-01-00-ИГИ;
- плотность грунта на участке размещения нефтепровода – $1,85 \text{ г/см}^3$, отчет 0261-01-00-ИГИ;
- отключение объектов при аварийной разгерметизации осуществляется задвижками;
- возможное время воздействия (испарения): 6 часов (от момента пролива, до момента ликвидации аварии). Согласно разделу 0261-01-00-ГОЧС, к локализации и ликвидации аварий на Байтуганском месторождении привлекается АСФ ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС», К локализации и ликвидации аварий привлекаются боевые расчеты ПЧ № 5 ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС» (свидетельство № 16/2-2-267 от 29.06.2016 г.) на основании договора на противопожарное обслуживание от 29.06.2016 г. № 16033, который ежегодно пролонгируется. Силы и средства, привлекаемые для ликвидации аварии, прибывают на место аварии на своём транспорте и принимают участие в ликвидации. Ближайшая пожарная часть располагается в с. Новое Усманово. Время реагирования на вероятную аварийную ситуацию не более 10-15 минут. Время полной локализации аварии принято 6 часов (время локализации на суше).

Физико-химические свойства нефти и газа представлены в таблице 1.4.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист 498
«ПРОМГАЗСЕРВИС», К локализации и ликвидации аварий привлекаются боевые расчеты ПЧ № 5 ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС» (свидетельство № 16/2-2-267 от 29.06.2016 г.) на основании договора на противопожарное обслуживание от 29.06.2016 г. № 16033, который ежегодно пролонгируется. Силы и средства, привлекаемые для ликвидации аварии, прибывают на место аварии на своём транспорте и принимают участие в ликвидации. Ближайшая пожарная часть располагается в с. Новое Усманово. Время реагирования на вероятную аварийную ситуацию не более 10-15 минут. Время полной локализации аварии принято 6 часов (время локализации на суше). Физико-химические свойства нефти и газа представлены в таблице 1.4.							

$$m_{\text{и}} = W \times F_{\text{и}} \times T$$

W – интенсивность испарения, $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$

T – продолжительность поступления паров, $T = 3600$ сек. (согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012)

$F_{\text{и}} = S_{\text{прол}}$ – характерный размер пролива;

Для не нагретых выше температуры окружающей среды ЛВЖ, при отсутствии данных допускается рассчитывать W по СП 12.13130.2009, формуле (А13):

$$W = 10^{-6} \times \eta \sqrt{M P_{\text{н}}},$$

где: η – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения. При проливе жидкости вне помещения допускается принимать $\eta = 1$;

$M = 286 \text{ кг} \times \text{кмоль}^{-1}$ – молярная масса нефти, см. таблицу 2.4 Тома 7.1 ООС1;

$P_{\text{н}}$ – давление насыщенных паров нефти, кПа, $P_{\text{н}} = 66,7$ кПа (принят согласно рассчитанному значению в разделе 0261-01-00-ГОЧС п. 13).

$$W = 10^{-6} \times 1 \sqrt{286 \times 66,7} = 11,28 \times 10^{-4} \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$$

Рассчитываем массу испарившейся нефти:

$$m_{\text{и}} = 13,8 \times 10^{-5} \times F_{\text{и}} \times T$$

Площадь пролива при свободном растекании на ровную поверхность согласно «Методике оценки последствий аварий на пожаровзрывоопасных объектах» рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{прол}} = \frac{\pi \times D_{\text{пр}}^2}{4}, \text{ где } D_{\text{пр}} = \sqrt{25,5 \times V}$$

где: V – объем разлившейся нефти, м^3 ,

$$V = m / \rho = 290,81 / 0,891 = 326,38 \text{ м}^3.$$

$$D_{\text{пр}} = \sqrt{25,5 \times 326,38} = 91,23,$$

$$S_{\text{пр}} = \frac{3,14 \times 91,23^2}{4} = 6533,3 \text{ м}^2.$$

Определяем массу паров нефти, поступивших в открытое пространство за время испарения -1 час, согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012:

$$m_{\text{исп}} = 11,28 \times 10^{-4} \times 6533,3 \times 3600 = 2653054 \text{ кг/ч}$$

Суммарная масса испарившегося газа (первичное облако+ вторичное облако) за 1 час испарения: $1,82719 + 26,53054 = 28,35773 \text{ т/ч}$

Максимальный разовый выброс (г/с):

$$\Pi = \frac{28\,357,73 \times 1000}{3600} = 7\,877,15 \text{ г/с}$$

Валовый выброс загрязняющих веществ за период испарения, принято как условное время от начала поступления свободной нефти на дневную поверхность аварии до времени ее ликвидации.

Результат

Подпись и дата

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

500

Валовый выброс за период испарения 6 часов (т/период), рассчитан как:

$$\Pi = \frac{27\,357,73 \cdot 6}{1000} = 170,15 \text{ т/период}$$

Концентрации загрязняющих веществ (% молей) в нефти приняты согласно таблице 2.4 Тома 7.1 ООС1. Для смеси углеводородов предельных значения концентраций получены суммированием (% молей) соответствующих углеводородов:

Дигидросульфид:

$$M = 7\,877,15 \times 1,98 \times 0,01 = 155,96753 \text{ г/с}$$

$$G = 170,15 \times 1,98 \times 0,01 = 3,3689 \text{ т}$$

Метан:

$$M = 7\,877,15 \times 37,43 \times 0,01 = 2\,948,41655 \text{ г/с}$$

$$G = 170,15 \times 37,43 \times 0,01 = 63,6858 \text{ т}$$

Углеводороды предельные C_1H_4 - C_5H_{12} :

$$M = 7\,877,15 \times 29,79 \times 0,01 = 2\,346,60243 \text{ г/с}$$

$$G = 170,15 \times 29,79 \times 0,01 = 50,68661 \text{ т}$$

Углеводороды предельные C_6H_{14} - $C_{10}H_{22}$:

$$M = 7\,877,15 \times 0,42 \times 0,01 = 33,08402 \text{ г/с}$$

$$G = 170,15 \times 0,42 \times 0,01 = 0,71461 \text{ т}$$

Исходные данные и результаты расчета количества загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при испарении нефти с поверхности разлива представлен в таблице 4.13.2.

Расчет объема загрязнённого грунта проведен согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Минэнерго России 01.11.1995 г.).

Объем нефтенасыщенного грунта $V_{(гр)}$ вычисляем по формуле:

$$V_{(гр)} = S_{\text{прол}} \times h_{(ср)} \text{ м}^3$$

где: $h_{(ср)}$ – средняя глубина пропитки на всей площади пролива $S_{\text{прол}}$

Для расчета $h_{(ср)}$ принято 0,10 м

$$V_{(гр)} = 6533,3 \times 0,10 = 653,33 \text{ м}^3$$

Масса загрязненного грунта определяется по формуле:

$$M_{(вп)} = p_{(гр)} \times V_{(гр)}$$

где: $p_{(гр)}$ – плотность грунта. Согласно результатам инженерно-геологических изысканий, на участке расположения трассы напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН вскрыт ИГЭ-2 – суглинок твердый непросадочный (плотность $1,85 \text{ г/см}^3$) и ИГЭ-8 – известняк средней прочности.

$$M_{(гр)} = 1,85 \times 653,33 = 1\,208,67 \text{ т}$$

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта – количество нефти (масса $M_{(вп)}$ или $V_{(вп)}$), впитавшейся в грунт.

Объем нефти, впитавшейся в грунт определяется по формуле:

$$V_{(вп)} = K_{(н)} \times V_{(гр)}$$

где:

Результаты	где: $p_{(гр)}$ – плотность грунта. Согласно результатам инженерно-геологических изысканий, на участке расположения трассы напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН вскрыт ИГЭ-2 – суглинок твердый непрасадочный (плотность 1,85 г/см ³) и ИГЭ-8 – известняк средней прочности.					
	$M_{(гр)} = 1,85 \times 653,33 = 1\,208,67 \text{ т}$					
Подп и дата	Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта – количество нефти (масса $M_{(вп)}$ или $V_{(вп)}$), впитавшейся в грунт.					
	Объем нефти, впитавшейся в грунт определяется по формуле: $V_{(вп)} = K_{(н)} \times V_{(гр)}$					
Изм № подл	где:					
0261-01-00-ОВОС1						Лист
						501
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$K(n)$ – значение нефтеемкости грунта, определяется по Табл. 2.3 «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах». Значение природной влажности суглинка твердого, непросадочного принято согласно отчету 0261-01-00-ИГИ. Для суглинков тяжелых, природной влажности 17,8%, $K(n) = 0,29 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (рассчитан методом линейной интерполяции).

$$V_{(вп)} = 0,29 \times 653,33 = 189,47 \text{ м}^3$$

Объем нефти, оставшейся на поверхности почвы рассчитан как разница объемов разлившейся нефти и нефти, впитавшейся в грунт

$$326,38 - 189,48 = 136,91 \text{ м}^3$$

Для сбора и удаления нефти, оставшейся на поверхности почвы используют сорбирующие материалы. В настоящем проекте в качестве сорбирующего материала принят песок, как наиболее дешёвый и доступный материал.

Количество песка, загрязнённого нефтепродуктами при ликвидации проливов нефти, определяется в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке объемов образования отходов производства и потребления», Москва, 2003 г.

$$M_{(пм)} = \sum_{i=1}^n Q^i \times \rho^i \times N^i \times K_{загр.}$$

где: Q^i – объем материала, использованного для засыпки проливов нефтепродуктов;
 N^i – количество проливов i - того нефтепродукта, принят за единичный случай, $N^i=1$;
 $K_{загр}$ - коэффициент, учитывающий количество нефтепродуктов и механических примесей, впитанных при засыпке проливов, доли от 1,15...1,30, принято $K^i_{загр} = 1,2$ (доли от 1)

ρ^i – плотность i - того материала, используемого при засыпке, $1,35 \text{ т}/\text{м}^3$;

Объем песка, использованного для засыпки проливов нефтепродуктов (Q^i) - это фактическая величина. Ориентировочный расчет объема песка, необходимого для ликвидации аварийного разлива нефти проведен с учетом значения $K_{загр} = 1,2$, т.е соотношение "объем песка : объем нефтепродукта" составляет 1,2:1.

Объем песка, необходимого для засыпки нефти:

$$Q^i = V(n) \times K_{загр}$$

где: $V(n)$ – объем нефти, не впитавшейся в грунт, м^3
 $K_{загр} = 1,2$

$$Q^i = 136,91 \times 1,2 = 164,30 \text{ м}^3$$

Масса загрязненного песка рассчитан:

$$M_{(пм)} = 164,30 \times 1,35 \times 1 = 221,80 \text{ т}$$

Исходные данные и результаты расчета массы и объема загрязненного грунта и массы песка, загрязненного нефтью представлены в таблице 4.13.3.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							502

Таблица 4.13.1 – Исходные данные и результаты расчетов по сценарию «А»

Название трубопровода	Длина трубопровода, м	Диаметр трубопровода, мм (за вычетом толщины стенки)	Расход нефти, м3/сут	Содержание нефти в жидкости, в долях	Объем трубопровода, м³	Масса жидкости, вышедшей до отключения, т (MT1)	Масса жидкости, вышедшей после отключения, т (MT2)	Суммарная масса жидкости, т (М)	Масса нефти при расчетной аварии, т	Объем газа в образовавшемся облаке, м3	Масса газа в образовавшемся облаке, т	Масса газа в аварии, т	Объем разлившейся нефти, м3	Площадь пролива, м2	Диаметр пролива, м	Масса испарения (вторичное облако), т	Суммарная масса газа если газ тяжелый, кг	Суммарная масса газа первичное + вторичное облака, в тоннах
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (сценарий "А")	6091,7	257	3034,3	0,40	315,85	9,387	281,42	290,81	116,32	593,24	1,82719	0,183	326,38	6533,3	91,23	26,53054	28 357,73	28,35773

Таблица 4.13.2 – Расчет количества выбросов загрязняющих веществ при возникновении аварийной ситуации по сценарию «А»

Причина аварии и вероятность ее возникновения	Максимально-разовый выброс, кг/ч	Максимально-разовый выброс, г/с	Время испарения, ч	Выброс за период испарения, т/период	код	Наименование загрязняющих веществ	% моль	Выбросы загрязняющих веществ	
								г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (сценарий "А")	28 357,73	7 877,15	6,00	170,15	0333	Дигидросульфид	1,98	155,97	3,37
					0410	Метан	37,43	2 948,42	63,69
					0415	Углеводороды предельные C1H4-C5H12	29,79	2 346,60	50,69
					0416	Углеводороды предельные C6H14-C10H22	0,42	33,08	0,71
						Итого:		5 484,07	118,456

Таблица 4.13.3 – Расчет массы и объема загрязненного грунта при возникновении аварийной ситуации по сценарию «А»

Причина аварии	Объем жидких углеводородов в емкости, м³, VR	Плотность нефти, т/м3, ρ	Площадь пролива, м² Fпр	Глубина пропитки грунта, м h(ср)	Плотность грунта, г/см3 ρ	Объем нефтенасыщенного грунта, м3 V(гр)	Масса нефтенасыщенного грунта, т M(гр)	Нефтеемкость грунта K(н)	Объем нефти, впитавшейся в грунт, м3 V(вп)	Объем нефти, оставшейся на поверхности почвы, м3	Kзагр	Объем песка, использованного для засыпки, м3 Qi	Плотность песка, т/м3	Количество проливов (Ni)	Масса песка, загрязненного нефтью, т M(пм)
2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (сценарий "А")	326,38	0,891	6533,33	0,10	1,85	653,33	1208,67	0,29	189,47	136,91	1,20	164,30	1,35	1	221,80

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

S_r	$= S_{\text{прол}}$ – площадь пятна нефти на почве, м ²
t_r	время горения нефти от начала до затухания, час. Время горения нефти принято 6 часов, с учетом времени реагирования боевого расчета ПЧ № 5 ООО «ПРОМГАЗМЕРВИС»
0,6	коэффициент выгорания нефти

Расчет выбросов *оксида углерода*:

$$П_{CO} = 0,6 \times \frac{0,084 \cdot 0,29 \cdot 0,891 \cdot 0,1 \cdot 6\,533,33}{6} = 1,4180435 \text{ кг/ч}$$

Для остальных загрязняющих веществ расчет проведен аналогично, результаты представлены в таблице 4.14.4.

Максимально-разовый выброс загрязняющих веществ (г/с) определяется по формуле:

$$M_{\text{макс}i} = K_{ai} \times m_i \times S$$

где:

m_i – скорость выгорания нефтепродукта, для нефти составляет 0,03 кг/м²×сек. согласно Табл. 5.2 «Методики расчета выбросов от источников горения при свободном горении нефти и нефтепродуктов»

S – площадь зеркала нефтепродуктов, принято равно площади пролива $S_{\text{прол}} = 6\,533,33 \text{ м}^2$.

Расчет максимально-разовых выбросов *оксида углерода*:

$$M_{CO} = 0,084 \times 0,03 \times 6\,533,33 \times 1000 = 16\,463,99 \text{ г/с}$$

Для остальных загрязняющих веществ расчет проведен аналогично, результаты представлены в таблице 4.13.4.

Валовый выброс загрязняющего вещества рассчитывается по формуле

$$w_1 = П_{13} \cdot t_3 + П_{1r} \cdot t_r, \text{ кг}$$

$П_1$ - выброс ВВ при средней площади зеркала $S_{\text{ср}}$, кг/час;

$П_j$ - выброс ВВ при выгорании нефтепродукта из грунта, кг/час;

t_r - время выгорания нефтепродукта из грунта, час.

t_3 - время существования зеркала горения над грунтом, рассчитываемое по формуле:

$$t_3 = 16,67 \cdot \frac{h_{\text{ср}}}{1}$$

где:

$h_{\text{ср}}$ - средняя величина толщины слоя нефтепродукта над грунтом, м;

1 - линейная скорость выгорания мм/мин., определяется по табл. 5.2 «Методики расчета выбросов от источников горения при свободном горении нефти и нефтепродуктов».

$$t_3 = 16,67 \times \frac{0,1}{2,04} = 0,8172 \text{ ч} \approx 0,82 \text{ ч}$$

Расчет валовых выбросов *оксида углерода*:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							505

$$w_1 = 59\,270,36637 \cdot 0,82 + 1,4180435 \times 6 = 48\,610,21 \text{ кг} = \frac{48\,610,21}{1000} = 48,61021 \text{ т}$$

Для остальных загрязняющих веществ расчет проведен аналогично, результаты представлены в таблице 4.13.4.

<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		<i>0261-01-00-ОВОС I</i>	<i>Лист</i>
								506

Причина аварии и вероятность ее возникновения	Плотность нефти, т/м3	Толщина пропитанного нефтепродуктом слоя почвы, м	Нефтеемкость грунта, м3/м3	Скорость выгорания нефти, кг/м2*час	Скорость выгорания нефти, кг/м2*сек	Средняя площадь поверхности зеркала разлитой нефти, м2	Коэфф. полноты сгорания	Линейная скорость выгорания , мм/мин	Время существования зеркала горения над грунтом, ч	Время горения нефти, ч	Код	Наименование загрязняющих веществ (код)	Коэффициент эмиссии загрязнителей при горении Ка для нефти (кг/кг)	Выбросы загрязняющих веществ при свободном горении нефти, кг/ч	Выбросы загрязняющих веществ при горении грунта, пропитанного нефтью , кг/ч	Выбросы загрязняющих веществ, г/с	Валовый выброс загрязняющего вещества т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№35 до УПН (сценарий "Б")	0,891	0,1	0,29	108,0	0,03	6533,33	0,6	2,04	0,82	6,00	0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,0840	59 270,37	1,4180435	16 463,99	48,61021
												Диоксид углерода (CO2)	1,0000	705 599,60	16,8814704	195 999,89	578,69296
												Оксиды азота, в том числе:	0,0069	4 868,64	0,1164821	1 352,40	3,99298
											0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,00552	3 894,91	0,0931857	1 081,92	3,19439
											0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,00090	632,92	0,0151427	175,81	0,51909
											0330	Сера диоксид	0,0278	19 615,67	0,4693049	5 448,80	16,08766
											0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,0010	705,60	0,0168815	196,00	0,57869
											0328	Углерод (Пигмент черный)	0,1700	119 951,93	2,8698500	33 319,98	98,37780
											0317	Гидроцианид (Синильная кислота)	0,0010	705,60	0,0168815	196,00	0,57869
											1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,0010	705,60	0,0168815	196,00	0,57869
1555	Органические к-ты (в пересчете на этановую кислоту (Метанкарбоновая кислота))	0,0150	10 583,99	0,2532221	2 940,00	8,68039											
												Итого	926 534,83	22,16735	257 370,79	759,89156	
													Итого без CO2	220 935,23	5,28588	61 370,90	181,19860

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							507
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, были рассчитаны параметры горения разлитой нефти.

В соответствии с Приложением А к «Методики определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 гал в час» объем сухих дымовых газов при номинальных условиях определяется по уравнению:

$$V_{cr} = V_r^0 + (\alpha - 1)V^0 - V_{H_2O}^0$$

где V^0 , V_r^0 и $V_{H_2O}^0$ – соответственно объемы воздуха, дымовых газов и водяных паров при стехиометрическом сжигании одного килограмма (1 нм³) топлива, нм³/кг (нм³/нм³).

Для твердого и жидкого топлива расчет выполняют по химическому составу сжигаемого топлива по формулам:

$$V^0 = 0,0889(C^r + 0,375S_{op-k}^r) + 0,265H^r - 0,0333O^r$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^r + 0,0124W^r + 0,0161V^0$$

$$V_r^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 = 1,866 \frac{C^r + 0,375S_{op-k}^r}{100} + 0,79V^0 + 0,8 \frac{N^r}{100} + V_{H_2O}^0$$

где C^r , S_{op-k}^r , H^r , O^r , N^r – соответственно содержание углерода, серы (органической и колчеданной), водорода, кислорода и азота в рабочей массе топлива, %;

W^r - влажность рабочей массы топлива, %.

Характеристика нефти

Наименование	Обозначение	Значение	Источник
1	2	3	4
Зольность (рабочее состояние)	A^r	0,01	"Элементарный состав нефти и рассеяного органического вещества и методы его изучения" Учебно-методическое пособие Казанского (Приволжского) федерального университета. Казань 2013. Принято для нефтяного месторождения Оренбургской области
Содержание серы (органической и колчеданной) в рабочей массе топлива, %	S_{op-k}^r	3	
Содержание углерода в рабочей массе топлива, %	C^r	83,85	
Содержание водорода в рабочей массе топлива, %	H^r	12,02	
Содержание кислорода в рабочей массе топлива, %	O^r	0,85	
Содержание азота в рабочей массе топлива, %	N^r	0,28	
Влажность рабочей массы топлива, %	W^r	0,5	"Геологические основы поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений" Пермьяков И.Г. (стр. 12.)
Теплота сгорания низшая (рабочее состояние), МДж/кг	Q_i^r	43,12	
Теплота сгорания низшая (рабочее состояние), ккал/кг		10 300	
Коэффициент избытка воздуха	α	1	

$$V^0 = 0,0889 * (85,3 + 0,375 * 3) + 0,265 * 12,02 - 0,0333 * 0,85 = 10,711273 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Результат	Подпись	Имя

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							508

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 12,02 + 0,0124 \cdot 0,5 + 0,0161 \cdot 10,711273 = 1,512871 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_r^0 = 1,866 \frac{83,85 + 0,375 \cdot 3}{100} + 0,79 \cdot 10,711273 + 0,8 \frac{0,28}{100} + 1,512871 = 11,56265 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Отсюда, находим объем дымовых газов при номинальных условиях:

$$V_{cr} = 11,56265 + (1 - 1) * 10,711273 - 1,512871 = 10,049779 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Объёмный расход дымовых газов V (м³/с) определяется по формуле:

$$V = V_{cr} \cdot B \cdot \frac{273 + T}{273}$$

где B – скорость выгорания топлива со всей площади горения, кг/с;

T – температура горения (пламени), °C. T = 1100 °C (по справочнику Баратова А.Н. «Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов и средств их тушения»)

$$B = m(j) \cdot S$$

где $m(j)$ – скорость выгорания нефтепродукта, $\text{кг}/\text{м}^2\text{с}$. $m(j) = 0,03 \text{ кг}/\text{м}^2 \times \text{сек}$;

S – площадь зеркала горения нефтепродукта, м^2 , $S = 6533,3 \text{ м}^2$

$$B = 0,03 \cdot 6533,3 = 195,999 \text{ кг/с}$$

$$V = 10,049779 \cdot 195,999 \cdot \frac{273 + 1100}{273} = 9906,454 \text{ m}^3/\text{c}$$

Эффективный диаметр пролития рассчитан согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012, по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}}$$

где: S – площадь пролития нефти, м^2 . $S = S_{\text{прол}} = 6533,3 \text{ м}^2$;

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 6533,3}{3,14}} = 91,2 \text{ м}$$

Высота источника (пламени) рассчитывалась согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом Министерства РФ по делам ГОЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий от 01.07.2009 №404) по формуле:

$$H = 42 \cdot d \left[\frac{m'}{p_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right]^{0,61}$$

где: m' - удельная массовая скорость выгорания нефти, $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$. $m' = m_i = 0,03 \text{ кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$;
 ρ_a - плотность окружающего воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$. Плотность воздуха принята для абсолютно максимальной температуре воздуха, принятой в расчет 40°C . $\rho_a = 1.127 \text{ кг}/\text{м}^3$.
 g - ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$;

Взам. инв. №	<u>Высота источника</u> (пламени) рассчитывалась согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом Министерства РФ по делам ГОЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий от 01.07.2009 №404) по формуле: $H = 42 \cdot d \left[\frac{m'}{p_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right]^{0,61}$ где: m' - удельная массовая скорость выгорания нефти, кг/м²*с. $m'=m_i = 0,03$ кг/м²*с; p_a - плотность окружающего воздуха, кг/м³. Плотность воздуха принята для абсолютно максимальной температуре воздуха, принятой в расчет 40⁰С. $p_a = 1.127$ кг/м³. g – ускорение свободного падения, $g=9,81$ м/с²;						Лист
	0261-01-00-ОВОС I						
Подп. и дата							
Изм. №							
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$$H = 42 \cdot 91,2 \left[\frac{0,03}{1,127 \cdot \sqrt{9,81 \cdot 91,2}} \right]^{0,61} = 52,77 \text{ м}$$

Для оценки воздействия возможной аварийной ситуации на атмосферный воздух в период эксплуатации, был проведен расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при аварии при полной разгерметизации нефтегазосборного коллектора от УЗ№5 до УПН с горением нефти. Расчет проведен в программе «УПРЗА-Эколог». Результаты проведенного расчета сведены в таблицу 4.13.5. Карты рассеивания представлены в Разделе 0261-01-00-ОВОС2.2, Приложение Т. Отчет по проведенному расчету представлен в Разделе 0261-01-00-ОВОС2.2 Приложении III.

Согласно проведенным расчетам рассеивания загрязняющих веществ при вероятной аварийной ситуации, связанной с горением нефти при разгерметизации нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35 до УПН, концентрации загрязняющих веществ на границе установленных санитарно-защитных зон промышленных объектов и границах населенных пунктов превышают ПДКм.р загрязняющих веществ: Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота) (код 0301), Углерод (Пигмент черный) (код 0328), Сера диоксид (код 330), Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид) (код 0333), Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ) (код 0337), Формальдегид (муравьиный альдегид, оксаметан, метиленоксид) (код 1325), а также по группам комбинированного эффекта воздействия: (код 6003) Аммиак, сероводород, (код 6004) Аммиак, сероводород, формальдегид, (код 6005) Аммиак, формальдегид, (код 6035) Сероводород, формальдегид, (код 6040) Серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак, (код 6041) Серы диоксид и кислота серная, (код 6043) Сера диоксид, Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид), (код 6045) Сильные минеральные кислоты (серная, соляная и азотная), (код 6204) Азота диоксид, серы диоксид.

Аварийное горение нефти при порыве нефтепровода кратковременно – 3,3 ч/год. Выбросы загрязняющих веществ, поступающие в атмосферу во время аварийной ситуации не нормируются, но включаются в форму ежегодного Федерального государственного наблюдения №2-тп (воздух).

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист				
							510				

Таблица 4.13.5 – Результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе при возможной аварийной ситуации на нефтепроводе УЗ№5 до УПН (период эксплуатации объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения). «Сценарий Б»

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКм.р										
		Вариант расчета № 5										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	Максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	69,418615 (PT-39)	1,850315	3,109962	1,02755	1,131147	7,995169	26,836490 (PT-67)	4,22278 (PT-16)	3,549206 (PT-23)	3,523351 (PT-22)	5,382549 (PT-26)
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	0,000045 (PT-37)	2,16747E-07	0,00000037	0,000000129	0,00000014	0,000001	0,000001393 (PT-67)	0,00000053129 (PT-16)	0,000000165155 (PT-20)	0,000000426393 (PT-22)	0,0000006491187 (PT-26)
0303	Аммиак (Азота гидрид)	0,000906 (PT-37)	0,000004	0,000007	0,000003	0,000003	0,000022	0,00007 (PT-67)	0,000011 (PT-16)	0,000009 (PT-23)	0,000009 (PT-22)	0,000013 (PT-26)
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	5,660994 (PT-39)	0,161887	0,268024	0,096996	0,106304	0,670065	2,201033 (PT-67)	0,358242 (PT-16)	0,303866 (PT-23)	0,279689 (PT-24)	0,454477 (PT-26)
0316	Гидрохлорид (по молекуле HCl) (Водород хлорид)	0,000046 (PT-37)	2,20188E-07	3,76E-07	1,31E-07	1,43E-07	0,000001	0,000004 (PT-67)	0,0000005397245 (PT-16)	0,0000004421823 (PT-23)	0,00000008729 (PT-22)	0,000000659422 (PT-26)
0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	0,000006 (PT-37)	2,88996E-07	4,94E-07	1,72E-07	1,88E-07	0,000001	0,000005 (PT-67)	0,00000070083884 (PT-16)	0,0000005803643 (PT-23)	0,0000005728524 (PT-22)	0,0000008654916 (PT-26)
0328	Углерод (Пигмент черный)	2844,89581 (PT-39)	72,831782	129,927768	38,79486	42,91005	323,41206	1096,509775 (PT-67)	169,593501 (PT-16)	141,914939 (PT-23)	129,834207 (PT-22)	216,848977 (PT-26)
0330	Сера диоксид	139,588057 (PT-39)	3,591358	6,09371	1,918051	2,118743	15,882792	53,818442 (PT-67)	8,335385 (PT-16)	6,976387 (PT-23)	6,926798 (PT-22)	10,652119 (PT-26)
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	314,032667 (PT-39)	8,222467	13,791843	4,473668	4,852144	35,802647	121,098933 (PT-67)	18,830978 (PT-16)	16,776946 (PT-23)	15,664719 (PT-23)	24,045187 (PT-26)
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	42,333071 (PT-39)	1,277999	1,997005	0,734394	0,795422	4,955812	16,420892 (PT-67)	2,674364 (PT-16)	2,263817 (PT-23)	2,248744 (PT-22)	3,375474 (PT-26)
0402	Бутан (Метилэтилметан)	0,000181 (PT-37)	0,000001	0,000003	6,12856E-07	7,07557E-07	0,000009	0,000026 (PT-67)	0,000005 (PT-16)	0,000004 (PT-23)	0,000003 (PT-21)	0,000006 (PT-26)
0405	Пентан	0,000122 (PT-37)	0,000001	0,000002	4,35167E-07	5,03392E-07	0,000007	0,000018 (PT-67)	0,000003 (PT-16)	0,000003 (PT-23)	0,000003 (PT-22)	0,000004 (PT-26)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	0261-01-00-ОВОС I												
						498	Лист										
							</										

Изм.												
Лист												
№ докум.												
Подпись												
Дата												
0261-01-00-ОВОСИ												
Лист	499											

	(аэрозоль серной кислоты), аммиак											
6041	Серы диоксид и кислота серная	139,581744 (PT-39)	3,571569	6,079419	1,901	2,103083	15,871906	53,811886 (PT-67)	8,320809 (PT-16)	6,96232 (PT-23)	6,912364 (PT-22)	10,640452 (PT-26)
6043	Сера диоксид, Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	453,620723 (PT-39)	11,813824	19,885552	6,391719	6,970887	51,68544	174,917375 (PT-67)	27,166364 (PT-16)	22,753334 (PT-23)	22,591516 (PT-22)	34,697306 (PT-26)
6045	Сильные минеральные кислоты (серная, соляная и азотная)	0,000151 (PT-37)	7,25931E-07	0,000001	4,32084E-07	4,72448E-07	0,000004	0,000012 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000001 (PT-23)	0,000001 (PT-22)	0,000002 (PT-26)
6204	Азота диоксид, серы диоксид	208,94558	5,404184	9,162037	2,907141	3,210609	23,822466	80,593061 (PT-67)	12,515706 (PT-16)	4,210383 (PT-19)	10,408267 (PT-22)	15,989375 (PT-26)

**Вероятная аварийная ситуация по сценарию «В» -
полная разгерметизация высоконапорного водовода**

При расчете сценария аварии «В» были использованы исходные данные, допущения и предположения:

- Протяженность аварийного участка высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402 - 1406,70 м, протяженность высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715 - 479,70 м;
- Диаметр х толщина стенки – Ø89 х 8мм
- Плотность воды $\rho_H = 1,0122 \text{ кг/м}^3$, (см. таблицу 1.8, п. 1.4.2);
- при развитии максимальных гипотетических аварий участвует вся масса высвободившейся жидкости;
- время закрытия арматуры с электроприводом принимается равным - 120с;
- время закрытия арматуры с ручным приводом принимается равным – 300 с;
- плотность грунта на участке размещения нефтепровода – $1,85 \text{ г/см}^3$, отчет 0261-01-00-ИГИ;
- отключение объектов при аварийной разгерметизации осуществляется задвижками;

Согласно разделу 0261-01-00-ГОЧС, к локализации и ликвидации аварий на Байтуганском месторождении привлекается АСФ ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС», К локализации и ликвидации аварий привлекаются боевые расчеты ПЧ № 5 ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС» (свидетельство № 16/2-2-267 от 29.06.2016 г.) на основании договора на противопожарное обслуживание от 29.06.2016 г. № 16033, который ежегодно пролонгируется. Силы и средства, привлекаемые для ликвидации аварии, прибывают на место аварии на своём транспорте и принимают участие в ликвидации. Ближайшая пожарная часть располагается в с. Новое Усманово. Время реагирования на вероятную аварийную ситуацию не более 10-15 минут. Время полной локализации аварии принято 6 часов (время локализации на суше).

Физико-химические свойства воды для заводнения пластов представлены в таблице 4.13.5.1.

Таблица 4.13.5.1 – Физико-химический состав воды

Показатели	Вода с УПН	Вода сакмаро-артинском комплекса
Плотность, г/см ³	1,063	1,0122
pH	6,8	7,0-7,4
Ионный состав (мг/дм ³):		
K ⁺ +Na ⁺	43,49	4503,4
Ca ²⁺	5,0	423,3
Mg ²⁺	1,46	171,2
Cl ⁻	77,3	2451,2
HCO ₃ ⁻	0,37	402,6
SO ₄ ²⁻	3,57	7461,3
Минерализация	194,5	15413
CO ₂ , мг/дм ³	256,4	124,1
H ₂ S, мг/дм ³	50,3	35,4
FeS, мг/дм ³	-	3,8

Резонанс №

Подм и дмтл

Изм. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

499

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							500
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

$$V_{mp} = ((3,14 \times (0,073)^2) / 4) \times 479,7 = 2,01 \text{ м}^3$$

Масса жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402 после отключения

$$m_{T2} = 5,88 \times 1,0122 = 5,96 \text{ т.}$$

Масса жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715 после отключения:

$$m_{T2} = 2,01 \times 1,0122 = 2,03 \text{ т.}$$

Масса жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402:

$$m = 0,129 + 5,96 = 6,09 \text{ т}$$

Масса жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715:

$$m = 0,088 + 2,03 = 2,12 \text{ т}$$

Масса нефти, т, вышедшей из трубопровода при расчетной аварии, определяется по формуле:

$$m_H = m \times v_H,$$

где: v_H – доля нефти в жидкости, $v_H = 0,0003$ (см. табл. 1.8 п. 1.4.2). Расчет массы нефти проведен только при разгерметизации высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402, поскольку вода, транспортируемая водоводом подается от УПН Байтуганского месторождения и содержит нефтепродукты (не более 30 мг/л).

$$m_H = 6,09 \times 0,0003 = 0,0018 \text{ т}$$

Площадь пролива при свободном растекании на неограниченную поверхность, согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом МЧС РФ от 10.07.2009 г № 404)», рассчитывается по формуле:

$$F_{пр} = f_p * V_{ж}$$

где: V – объем разлившейся нефти, м^3 ,

f_p – коэффициент пролития, м^{-1} , $f_p = 20 \text{ м}^{-1}$ при проливе на неограниченную поверхность.

Объем жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402:

$$V = m / \rho = 6,09 / 1,0122 = 6,01 \text{ м}^3.$$

Объем жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715:

$$V = m / \rho = 2,12 / 1,0122 = 2,09 \text{ м}^3.$$

Площадь пролива жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402:

$$F_{пр} = 20 * 6,01 = 120,2 \text{ м}^2$$

Имя № пролп	Подп и дата	Рези или №					0261-01-00-ОВОС I	Лист
								501
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

Площадь пролива жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715:

$$F_{пр} = 20 \times 2,09 = 41,9 \text{ м}^2$$

Диаметр пролития рассчитывается согласно «Методике оценки последствий аварий на пожаровзрывоопасных объектах» рассчитывается по формуле:

$$D_{пр} = \sqrt{25,5 \times V}$$

Диаметр пролития жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402:

$$D_{пр} = \sqrt{25,5 \times 6,01} = 12,38 \text{ м}$$

Диаметр пролития жидкости, вышедшей из высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715:

$$D_{пр} = \sqrt{25,5 \times 2,09} = 7,31 \text{ м}$$

Расчет объема загрязнённого грунта проведен согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Минэнерго России 01.11.1995 г.).

Объем нефтенасыщенного грунта $V_{(гр)}$ вычисляем по формуле:

$$V_{(гр)} = S_{прол} \times h_{(ср)} \text{ м}^3$$

где: $h_{(ср)}$ – средняя глубина пропитки на всей площади пролива $S_{прол} = F_{пр}$

Для расчета $h_{(ср)}$ принято 0,20 м.

Объем грунта, пропитанного жидкостью, вышедшей из высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402:

$$V_{(гр)} = 120,25 \times 0,20 = 24,05 \text{ м}^3$$

Объем грунта, пропитанного жидкостью, вышедшей из высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715:

$$V_{(гр)} = 8,37 \times 0,20 = 1,67 \text{ м}^3$$

Масса загрязненного грунта определяется по формуле:

$$M_{(вп)} = p_{(гр)} \times V_{(гр)}$$

где: $p_{(гр)}$ – плотность грунта. Согласно результатам инженерно-геологических изысканий, на участке расположения трассы высоконапорных водоводов вскрыт ИГЭ-2 – суглинок твердый непросадочный (плотность 1,85 г/см³) и ИГЭ-8 – известняк средней прочности.

Масса грунта, пропитанного жидкостью, вышедшей из высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402:

$$M_{(гр)} = 1,85 \times 24,05 = 44,48 \text{ т}$$

Масса грунта, пропитанного жидкостью, вышедшей из высоконапорного водовода от скв. №6с до скв. №1715:

$$M_{(гр)} = 1,85 \times 1,67 = 3,08 \text{ т}$$

Резан или №

Подм и длина

Или № пролн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

502

Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблицах 4.13.5.2, 4.13.5.3

Результаты расчетов вероятного аварийного сценария «В», связанного с разгерметизацией высоконапорного водовода от скв. № 6с до скв. № 1715 показали: объем вылившейся воды 2,09 м³, объем грунта, насыщенного минерализованными водами 8,37 м³, площадь разлива 41,9 м², диаметр разлива жидкости составляет 7,31 м. Расстояние до ближайшего водотока – р. Окана, 116 м. Следовательно, загрязнение поверхностного водотока высокоминерализованными водами, исключено.

Высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402 находится на расстоянии 934 м к западу от р. Мокрый Якшигул. Объем вылившейся воды 6,01 м³, объем грунта, насыщенного минерализованными водами 24,05 м³, площадь разлива 120,2 м², диаметр разлива жидкости при полной разгерметизации водовода составляет 12,38 м. Следовательно, загрязнение поверхностного водотока высокоминерализованными водами, исключено.

Высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «БГ-9-скв.409» до скв. №402 обеспечивает подачу воды от площадки УПН Байтуганского месторождения к нагнетательной скважине № 402. Согласно данным таблицы 1.8 п. 1.4.2, пластовая вода содержит остатки нефтепродуктов, в количестве не более 30 мг/л. При разгерметизации водовода, вместе с высокоминерализованной водой в почву поступают нефтепродукты, в количестве 0,0018 т. К ликвидации аварийного разлива привлекаются аварийно-спасательная служба ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС».

Результат №

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

503

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист	504

Таблица 4.13.5.2 – Исходные данные и результаты расчетов по сценарию «В»													
Название трубопровода	Длина трубопро вода, м	Диаметр трубопрово да, мм (за вычетом толщины стенки)	Расход воды, м3/сут	Содержание нефти и в жидкости, в долях	Объем трубопр овода, м3	Масса жидкости, вышедшей до отключени я, т (MT1)	Масса жидкости, вышедшей после отключени я, т (MT2)	Суммарная масса жидкости, т (М)	Масса нефти при расчетной аварии, т	Объем разлившейся воды, м3	Кoeffи циент разлития , м-1	Площадь пролива, м2	Диаметр пролива, м
Полная разгерметизац ия высоконапорн ого водовода от точки врезки в высоконапорн ый водовод "БГ-9- скв.409" до скв. 402 (сценарий "В")	1406,7	73	36,77	0,03	5,88	0,129	5,96	6,09	0,18	6,01	20,00	120,2	12,38
Полная разгерметизац ия высоконапорн ого водовода от скважины №61 до скв. №1715 (сценарий "В")	479,7	73	25,0	0,00	2,01	0,088	2,03	2,12	0,00	2,09		41,9	7,31

Таблица 4.13.5.3 – Расчет массы и объема загрязненного грунта при возникновении аварийной ситуации по сценарию «В»

№ п/п	Причина аварии	Объем жидкости участвующей в аварии, м3, V	Плотность жидкости, кг/м3, ρ	Площадь пролива, м2 Fпр	Глубина пропитки грунта, м h(ср)	Плотность грунта, г/см3 ρ	Объем насыщенного грунта, м3 V(гр)	Масса насыщенного грунта, т M(гр)
1	2	3	4	4	5	6	7	8
1	Полная разгерметизация высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод "БГ-9-скв.409" до скв. 402 (сценарий "В")	6,01	1,0122	120,25	0,20	1,85	24,05	44,49
2	Полная разгерметизация высоконапорного водовода от скважины №61 до скв. №1715 (сценарий "В")	2,09		41,87			8,37	15,49

0261-01-00-ОВОС I

4.13.1.1 Определение экологического ущерба

Экологический ущерб, $P_{\text{экол}}$, определялся как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды в соответствии с РД 03-496-02. «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах», 2002 г. по формуле:

$$P_{\text{экол}} = Эа + Эв + Эп + Эо,$$

где – ущерб от загрязнения атмосферы, руб.;

Эа

Эв – ущерб от загрязнения водных ресурсов, руб.;

Эп – ущерб от загрязнения почвы, руб.;

Эо – ущерб от сверхлимитного размещения отходов, руб.

Ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, Эа, определяется исходя из массы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу.

Ущерб от загрязнения водных ресурсов, Эв, определяется как ущерб от изменения качества воды. При строительстве предусматриваются водоохранные мероприятия, обеспечивающие соблюдение всех правил рыбоохраны, санитарных и экологических норм. Проектируемое строительство (эксплуатацию) намечено вести за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков.

Принятые проектом технические решения направлены на предупреждение загрязнения и защиту водоносных горизонтов (территории устьев скважин, обваловываются земляным валом с целью предупреждения разлива нефти в случае аварии; покрытие площадки - монолитный бетон, исключающий проникновение разлившейся нефти в грунт; запроектирована сеть ливневой канализации (отвод дождевых стоков)).

Ущерб от загрязнения почвы, Эп, определялся на основе утвержденных указаний в соответствии с порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами и экспертной оценки стоимости потерь, связанных с деградацией земель в результате вредного воздействия.

Величина ущерба от сверхлимитного размещения отходов, Эо, определялась в размере платежа за сверхлимитное размещение отходов.

Из проведенного выше анализа следует, что основному воздействию, в случае возможной аварии на проектируемом объекте подвержен атмосферный воздух и почвы. В связи с этим определение экологического ущерба, $P_{\text{экол}}$, сводится к расчету:

Эа - ущерба от загрязнения атмосферы,

Эп - ущерба от загрязнения почвы,

Эо - ущерба от сверхлимитного размещения отходов.

Ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, Эа, определяется исходя из массы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при аварийной ситуации. Размер платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу за сверх установленный предельно допустимый норматив выбросов определялся путем умножения соответствующих ставок платы на массу выброса и суммированием полученных произведений по видам загрязняющих веществ с применением коэффициента $K = 100$ - как за сверхлимитный выброс, согласно п.5 ст. 16.3 Федерального закона от 10.01.2002 №7ФЗ «Об охране окружающей среды» при расчете платы за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ, превышающих установленные для объектов I категории такие объем или массу с 01.01.2020г. применяется данный повышающий коэффициент.

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха, Эа, при аварии без возникновения пожара приведены в таблице 4.13.5

Изм. №	Подп. и дата	Рез. и №	ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, Эа, определяется исходя из массы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при аварийной ситуации. Размер платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу за сверх установленный предельно допустимый норматив выбросов определялся путем умножения соответствующих ставок платы на массу выброса и суммированием полученных произведений по видам загрязняющих веществ с применением коэффициента К = 100 - как за сверхлимитный выброс, согласно п.5 ст. 16.3 Федерального закона от 10.01.2002 №7ФЗ «Об охране окружающей среды» при расчете платы за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ, превышающих установленные для объектов I категории такие объем или массу с 01.01.2020г. применяется данный повышающий коэффициент.							
			Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха, Эа, при аварии без возникновения пожара приведены в таблице 4.13.5							
									0261-01-00-ОВОС I	Лист
										506
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха, Эа, при аварии с возникновением пожара приведены в таблице 4.13.6

Таблица 4.14.5 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха

Причина аварии	Наименование загрязняющих веществ (код)	Ставки платы за 1 тонну загрязняющих в пределах установленных лимитов*, руб./т	Выбросы загрязняющих веществ, т	Дополнительный коэффициент на 2022 год**	Коэффициент за сверхлимитный выброс***	Размер платы за выброс загрязняющих веществ, руб.
1	2	3	4	5	6	7
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (сценарий "А")	Дигидросульфид (код 0333)	686,2	3,369	1,19	100	275 096,86
	Метан (код 0410)	108	63,686	1,19	100	818 489,87
	Углеводороды предельные C1H4-C5H12 (код 0415)	108	50,687	1,19	100	651 424,34
	Углеводороды предельные C6-C10 (код 0416)	0,1	0,715	1,19	100	8,50
	Итого:		118,456			1 745 019,57

Таблица 4.13.6 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферы при горении нефти

Причина аварии	код	Наименование загрязняющих веществ (код)	Ставки платы за 1 тонну загрязняющих в пределах установленных лимитов*, руб./т	Выбросы загрязняющих веществ, т	Дополнительный коэффициент на 2022 год**	Коэффициент за сверхлимитный выброс***	Размер платы за выброс загрязняющих веществ, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН (сценарий "Б")	0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	1,6	48,610209	1,19	100	9 255,38
		Диоксид углерода (CO2)	-	578,692961	1,19	100	0,00
	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	138,8	3,194385	1,19	100	52 762,30
	0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	93,5	0,519088	1,19	100	5 775,63
	0330	Сера диоксид	45,4	16,087664	1,19	100	86 915,22
	0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	686,2	0,578693	1,19	100	47 254,79
	0328	Углерод (Пигмент черный)****	36,6	98,377803	1,19	100	428 474,68

Резюме №

Подпись

Имя, №, подпись

0261-01-00-ОВОС1

Лист

507

0317	Гидроцианид (Синильная кислота)	547,4	0,578693	1,19	100	37 696,41
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксаметан, метиленоксид)	1823,6	0,578693	1,19	100	125 581,23
1555	Органические к-ты (в пересчете на этановую кислоту (Метанкарбоновая кислота))	93,5	8,680394	1,19	100	96 582,41
Итого:			755,898583			890 298,05

Примечание: * - Ставки платы по загрязняющим веществам приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

** - Дополнительный коэффициент, принят в соответствии с Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду" ;

*** - согласно Постановлению правительства РФ от 3 марта 2017 г №255 "Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду"

****-ставка платы учтена согласно письму Росприроднадзора от 16 января 2017 года №АС-03-01-31/502

Ущерб от загрязнения почвы, Эп , определялся на основе утверждённых указаний в соответствии с порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами и экспертной оценки стоимости потерь, связанных с деградацией земель в результате вредного воздействия.

Размеры ущерба от загрязнения земель определяются исходя из затрат на проведение полного объема работ по очистке загрязненных земель. В случае невозможности оценить указанные затраты, размеры ущерба от загрязнения земель рассчитываются в соответствии с «Порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами» (утв. Роскомземом 10 ноября 1993 г. и Минприроды РФ 18 ноября 1993 г.) по следующей формуле:

$$\text{Эп1} = \Pi = \sum^n (\text{Нс} \times \text{S(i)} \times \text{Кв} \times \text{Ка(i)} \times \text{Кз(i)} \times \text{Кг}),$$

где $\text{Эп1} = \Pi$ - размер платы за ущерб от загрязнения земель одним или несколькими (от 1 до n) химическими веществами (тыс. руб.);

Нс - норматив стоимости сельскохозяйственных земель (тыс. руб./га), принято по Приложению 3 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

Кв - коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель, определяемый согласно приложению 4 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

S_i - площадь земель, загрязненных химическим веществом i-го вида (га);

Ка(i) - коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель химическим веществом i-го вида, определяемый согласно таблицы 5 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

Кз(i) - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i-го экономического района, определяемый согласно таблице 6 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

Кг - коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель, определяемый согласно таблице 7 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами».

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения почвы, Эп , приведены в таблице 4.13.7.

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							508

Таблица 4.13.7 – Исходные данные и результаты расчета платы ущерба от загрязнения почвы

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Площадь загрязненных земель, га	Норматив стоимости земель, тыс. руб./га	Кв - коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных земель	Кз(и) - коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель химическим веществом i-го вида	Кэ(и) - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i-го экономического района	Кг - коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель	Ущерб от загрязнения почвы, Эл, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН	6 533,3296	1 372,00	2,5	2	1,7	1,0	76 191 690,107

Кв - принят для периода рекультивации незагрязнённых земель 3 года (п. А.2.2.4 ГОСТ 57447-2017)

Ущерб от сверхлимитного размещения отходов, Эо, определялся в размере платежа за сверхлимитное размещение отходов. При ликвидации последствий аварийных разливов нефти, объем механически снимаемого слоя нефтесодержащей почвы (грунта) рассматривается как сверхлимитное размещение токсичных отходов 3 класса токсичности (грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более) – код 9 31 100 01 39 3). В качестве оценки ущерба рассматривается плата за сверхлимитное размещение массы отходов.

Исходные данные и результаты расчета ущерба от сверхлимитного размещения отходов, Эо при аварийной ситуации на проектируемом объекте приведены в таблице 4.13.8.

Таблица 4.13.8 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от сверхлимитного размещения отходов

Причина аварии	Вид отхода	Код отхода ФККО	Масса отхода, т	Ставка платы за 1 тонну отходов производства и потребления (руб. за тонну)	Дополнительный коэффициент на 2022 год	Коэффициент за сверхлимитный объем отходов	Размер ущерба от сверхлимитного размещения отходов, руб.
1	2	3	4	5	7	8	9
Полная разгерметизация напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	221,80	1327,00	1,19	25	8 756 324,37
	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	1208,67				47 716 017,76
Итого:							56 472 342,13

Результат №

Подпись

Имя № подл

0261-01-00-ОВОС1

Лист

509

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

4.13.2 Описание возможной аварийной ситуации и оценка воздействия на окружающую природную среду при аварийной ситуации в период строительства проектируемых сооружений

Расчет выбросов загрязняющих веществ при возникновении аварийных ситуаций выполнен в соответствии со следующими методическими документами и правилами:

- Методика расчета вредных выбросов в атмосферу от нефтехимического оборудования РМ 62-91-90 (кроме раздела 2.1). Воронеж, 1990 (далее – РМ 62-91-90);
- Дополнение к Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров (Новополоцк, 1997). СПб., 1999 (далее – Дополнение к Методическим указаниям Новополоцк 1997);
- Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов. Самара, 1996 (далее – Методика расчета выбросов при свободном горении нефтепродуктов);
- Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (Приложение к Приказу МЧС РФ от 01.07.2009 №404).

На этапе строительства проектируемых объектов аварийные ситуации возможны при доставке дизельного топлива АТЗ и заправке малоподвижной строительной техники, при этом выброс загрязняющих веществ рассчитывается при разливе дизельного топлива и его возгорании по максимальному объему.

Согласно разделу 0261-01-00-ПОС, заправка строительной техники предусматривается топливозаправщиком на шасси ГАЗ-С41R13. Объем емкости топливозаправщика $4,9 \text{ м}^3$, коэффициент заполнения цистерны 0,95%. Максимальный объем дизельного топлива в емкости $4,655 \text{ м}^3$.

Заправка малоподвижной строительной техники будет осуществляться на площадке с бетонным покрытием размером $8 \times 6 \text{ м}$, высота обортовки 0,15 м. Объем жидкости, удерживаемой отбортованной площадкой составляет: $8 \times 6 \times 0,15 = 7,2 \text{ м}^3$, т.е. перетекание дизельного топлива за пределы площадки не происходит загрязнение грунта исключается.

В настоящих материалах ОВОС рассмотрены следующие сценарии возникновения аварийных ситуаций:

Сценарий «а» - Разлив дизельного топлива в результате нарушения герметичности одного из двух отсеков автоцистерны топливозаправщика на шасси ГАЗ-С41R13 без возгорания.

Сценарий аварии «а»: полное разрушение резервуара (емкости) → выброс хранимого топлива → разлив топлива на ограниченной обвалованием поверхности → испарение (образование паров) дизельного топлива с поверхности разлива.

Средняя частота иницирующих событий: $5,0 \times 10^{-6}$ (согласно табл. П1.1 «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», полное разрушение резервуаров при давлении, близком к атмосферному).

Сценарий «б» Возгорание разлитого дизельного топлива в результате нарушения герметичности одного из двух отсеков автоцистерны топливозаправщика на шасси ГАЗ-С41R13.

Сценарий аварии «б»: полное разрушение резервуара (емкости) → выброс хранимого дизельного топлива → разлив дизельного топлива на ограниченной обвалованием поверхности → образование паров дизельного топлива → мгновенное воспламенение – загорание паров нефти от источника зажигания → пожар пролива

Средняя частота иницирующих событий: $9,0 \times 10^{-5}$ (таблица П1.1 Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 №404, пожар по всей поверхности резервуара со стационарной крышкой);

Резервуар		определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», полное разрушение резервуаров при давлении, близком к атмосферному). Сценарий «б» Возгорание разлитого дизельного топлива в результате нарушения герметичности одного из двух отсеков автоцистерны топливозаправщика на шасси ГАЗ-С41R13. Сценарий аварии «б»: полное разрушение резервуара (емкости) → выброс хранимого дизельного топлива → разлив дизельного топлива на ограниченной обвалованием поверхности → образование паров дизельного топлива → мгновенное воспламенение – загорание паров нефти от источника зажигания → пожар пролива Средняя частота инициирующих событий: $9,0 \times 10^{-5}$ (таблица П1.1 Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 №404, пожар по всей поверхности резервуара со стационарной крышкой);							
Изм. №	№	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
									510

Для определения давления насыщенных паров по уравнению Антуана расчетная температура должна быть в интервале значений констант.

Расчет выбросов:

$$P = 10^{5,00109 - \frac{1314,04}{192,473 + 60}} = 0,626 \text{ кПа} = 4,69 \text{ мм. рт. ст}$$

$$П = 0,001 \cdot (5,38 + 4,1 \cdot 3,3) \cdot 48 \cdot 4,69 \cdot \sqrt{203,6} = 60,79016 \text{ кг/час}$$

Максимальный разовый выброс (г/с):

$$П = \frac{60,79016 \cdot 1000}{3600} = 16,88616 \text{ г/с}$$

Выброс за период испарения (т):

$$П = \frac{60,79016 \cdot 6}{1000} = 0,36474 \text{ т}$$

Концентрации загрязняющих веществ (% масс.) в парах дизельного топлива приняты в соответствии с Приложением 14 Дополнений к Методическим указаниям Новополоцк 1997.

Концентрация ЗВ (% массы) в парах нефтепродукта:

Углеводороды предельные – концентрация 99,72 % массы

$$M = 16,88616 \times 99,72 \times 0,01 = 16,83887 \text{ г/сек}$$

$$G = 0,36474 \times 99,72 \times 0,01 = 0,3637197 \text{ т}$$

Дигидросульфид (H₂S) – концентрация 0,28 % массы

$$M = 16,88616 \times 0,28 \times 0,01 = 0,04728 \text{ г/сек}$$

$$G = 0,36474 \times 0,28 \times 0,01 = 0,0010213 \text{ т}$$

Рези. или №

Подп. и дата

Изм. №, кол. уч.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

512

Таблица 4.13.9- Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при разлитии дизельного топлива по сценарию аварии "а"

Причина аварии и вероятность ее возникновения	Плотность топлива, кг/м3	Объем емкости, м3	Количество топлива, участвующего в аварии		Площадь разлития, м2	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Константы Антуана для дизельного топлива			Давление насыщенных паров дизельного топлива, мм.рт.ст.	Молекулярная масса дизельного топлива, кг/кмоль	Максимальный разовый выброс, кг/ч	Максимальный разовый выброс, г/с	Выброс за период испарения, т	Продолжительность испарения топлива, час*	Концентрация загрязняющих веществ в парах различных нефтепродуктов, % масс **	Загрязняющие вещества	Количество выбросов	
			м3	т			А	В	С									г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	20	21	22	23	24
Разлив дизельного топлива при разгерметизации цистерны топливозаправщика	804	4,9	4,655	3,743	48,00	3,30	5,00109	1314,04	192,473	4,69	203,60	60,79016	16,88616	0,36474	6,00	0,28	Дигидросульфид	0,04728	0,0010213
																99,72	Алканы С12-С19 (в пересчете на С)	16,83887	0,3637197

*-продолжительность испарения принята от момента разлития, до момента сбора (откачки) дизельного топлива с площадки

**-принято согласно Приложению 14 "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуаров" г. Новополюцк 1997 г. (утв. Приказом Госкомэкологии № 199 от 08.04.1998 г.)

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°

**Вероятная аварийная ситуация по сценарию «б» -
полная разгерметизация цистерны топливозаправщика с возгоранием**

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при возгорании дизельного топлива проведен согласно «Методике расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов». Самара, 1996 (далее – Методика расчета выбросов при свободном горении нефтепродуктов)

При массовом проливе дизельного топлива на бетонную площадку образуется горизонтальное зеркало раздела фаз жидкость-воздух.

Расчет выбросов загрязняющих веществ при свободном горении дизельного топлива проведен по формуле:

$$\Pi_1 = K_1 \cdot m_j \cdot S_{\text{ср}}, \text{ кг/час}$$

где:

Π_1 - количество конкретного (i) ВВ, выброшенного в атмосферу при сгорании конкретного (j) нефтепродукта в единицу времени, кг₁/час;

K_1 - удельный выброс конкретного ВВ (i) на единицу массы сгоревшего нефтепродукта, кг₁/кг_j, принят согласно таблице 5.1 «Методики расчета выбросов от источников горения при свободном горении нефти и нефтепродуктов»

m_j - скорость выгорания нефтепродукта, $m_j = 198,0 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час}$, принято согласно таблице 5.2 «Методики...»;

$S_{\text{ср}}$ - средняя поверхность зеркала жидкости, принята равной площади бетонной площадки $S_{\text{прол}} = 48,0 \text{ м}^2$.

Расчет количества выбросов *оксида углерода*:

$$\Pi_{\text{CO}_2} = 0.0071 \times 198 \times 48,0 = 67,4784 \text{ кг/час}$$

Для остальных загрязняющих веществ расчет проведен аналогично, результаты представлены в таблице 4.14.10.

Максимально-разовый выброс загрязняющих веществ (г/с) определяется по формуле:

$$M_{\text{макс}i} = K_i \times m_i \times S \times 1000$$

где:

m_i – скорость выгорания нефтепродукта, для нефти составляет $0,055 \text{ кг/м}^2 \times \text{сек}$. согласно Табл. 5.2 «Методики расчета выбросов от источников горения при свободном горении нефти и нефтепродуктов»

S – площадь зеркала нефтепродуктов, принято равно площади бетонной площадки $S_{\text{прол}} = 48 \text{ м}^2$.

Расчет максимально-разовых выбросов *оксида углерода*:

$$M_{\text{CO}} = 0,071 \times 0,055 \times 48 \times 1000 = 18,744 \text{ г/с}$$

Для остальных загрязняющих веществ расчет проведен аналогично, результаты представлены в таблице 4.13.10.

Валовый выброс загрязняющего вещества рассчитывается по формуле:

$$w_1 = \Pi \cdot t_3, \text{ кг}$$

Изм.	№	подп.	Рез.	№
Изм.	№	подп.	Рез.	№
Изм.	№	подп.	Рез.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
514

Таблица 4.13.10 - Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при горении дизельного топлива при сценарии "б"

Вид расчета	Объем топлива, участвующего в аварии, м3	Площадь поверхности зеркала разлитого топлива, м2	Толщина слоя топлива на бетонной площадке, м	Коэфф. полноты сгорания топлива	Скорость выгорания топлива, кг/м2*час	Скорость выгорания топлива, кг/м2*сек	Линейная скорость выгорания, мм/мин	Время горения топлива, ч	Код	Наименование загрязняющих веществ (код)	Коэффициент эмиссии загрязнителей при горении Ка для дизельного топлива (кг/кг)	Выбросы загрязняющих веществ при свободном горении нефти, кг/ч	Выбросы загрязняющих веществ, г/с	Выбросы загрязняющих веществ, т/период
1	2	4	5	6	7			8	9	10	11	12	13	14
Расчет аварийного горения дизельного топлива при разгерметизации цистерны топливозаправщика Сценарий «б»	4,466	48,00	0,09	1	198,0	0,055	4,180	0,37	0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,0071	67,47840	18,7440	0,02504
										Диоксид углерода (CO2)	1,00000	9504,00000	2640,0000	3,52649
										Оксиды азота, в том числе:	0,02610	248,05440	68,9040	0,09204
									0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,02088	198,44352	55,1232	0,07363
									0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,00339	32,24707	8,9575	0,01197
									0330	Сера диоксид	0,0047	44,66880	12,4080	0,01657
									0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,0010	9,50400	2,6400	0,00353
									0328	Углерод (Пигмент черный)	0,0129	122,60160	34,0560	0,04549
									0317	Гидроцианид (Синильная кислота)	0,0010	9,50400	2,6400	0,00353
									1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,0011	10,45440	2,9040	0,00388
									1555	Органические к-ты (в пересчете на этановую кислоту (Метанкарбоновая кислота))	0,0036	34,21440	9,5040	0,01270
											Итого		2855,8807	3,81487
											Итого без CO2		215,8807	0,2884

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.Кол.учЛист№ док.Подп.Дата

Формат А4

$$V_r^0 = 1,866 \frac{86,3 + 0,375 \cdot 0,2}{100} + 0,79 \cdot 11,199908 + 0,8 \frac{0,1}{100} + 1,656619 = 12,117103 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Отсюда, находим объем дымовых газов:

$$V_{cr} = 12,117103 + (1 - 1) \cdot 11,199908 - 1,656619 = 10,46048433 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Объёмный расход дымовых газов V (м³/с) определяются по формуле:

$$V = V_{cr} \cdot B \cdot \frac{273 + T}{273}$$

где B – скорость выгорания топлива со всей площади горения, кг/с;
 T – температура горения (пламени), °С.

$$B = m(j) \cdot S$$

где $m(j)$ – скорость выгорания нефтепродукта, кг/м²·с. $m(j) = 0,055$ кг/м²·сек;
 S – площадь зеркала горения нефтепродукта, м², $S = 48$ м²

$$B = 0,055 \cdot 48 = 2,64 \text{ кг/с}$$

$T = 1100$ °С (справочник Баратова А.Н. «Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов и средств их тушения»)

$$V = 10,46048433 \cdot 2,64 \cdot \frac{273 + 1100}{273} = 138,8876 \text{ м}^3/\text{с}$$

Поскольку горение дизельного топлива осуществляется на прямоугольной бетонной площадке, то диаметр устья рассчитан в соответствии с п. 5.16 МРР-2017

Диаметр прямоугольного устья рассчитан по формуле:

$$D_3 = \frac{2 \cdot L_{уст} \cdot b}{L_{уст} + b}$$

где: $L_{уст}$ – длина устья, м. $L_{уст} = 8$ м;
 b – ширина устья, м. $b = 6$ м;

$$D_3 = \frac{2 \cdot 8 \cdot 6}{8 + 6} = 6,857 \text{ м}$$

Высота источника (пламени) рассчитывалась согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. Приказом Министерства РФ по делам ГОЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий от 01.07.2009 №404) по формуле:

$$H = 42 \cdot d \left[\frac{m'}{p_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right]^{0,61}$$

где: m' – удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/м²·с. $m' = m_i = 0,055$ кг/м²·с;

Резон или №

Подм и длина

Имя № подлн

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

518

ρ_a - плотность окружающего воздуха, кг/м³. Плотность воздуха принята для абсолютно максимальной температуры воздуха, принятой в расчет 40⁰С. $\rho_a = 1.127$ кг/м³.

g – ускорение свободного падения, $g=9,81$ м/с²;

$$H = 42 \cdot 6,857 \left[\frac{0,055}{1,127 \cdot \sqrt{9,81 \cdot 6,857}} \right]^{0,61} = 12,64 \text{ м}$$

Для оценки воздействия возможной аварийной ситуации на атмосферный воздух в период строительства, был проведен расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в программе «УПРЗА-Эколог». Результаты проведенных расчетов сведены в таблицу 4.13.11. Карты рассеивания представлены в Разделе 0261-01-00-ОВОС2.2, Приложение Ц. Отчет программы УПРЗВ в приложении Ф ОВОС2.2.

Результаты проведенного расчета показали, что по некоторым загрязняющим веществам обнаружено превышение ПДКм.р на границе санитарно-защитной зоны и границе населенного пункта. Максимальные значения концентраций составляют:

- 0301 Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота) 2,474488 ПДКм.р. на границе СЗЗ УПН – границе с. Новое Усманово, 2,396422 ПДКм.р на границе единой СЗЗ промышленных объектов Оренбургской области, 1,094172 ПДК м.р на границе с. Бакаево;

- 0328 Углерод (Пигмент черный) 2,06226 ПДКм.р. на границе СЗЗ УПН – границе с. Новое Усманово, 1,95904 ПДКм.р на границе единой СЗЗ промышленных объектов Оренбургской области;

-0333 Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид) 3,123009 ПДКм.р на границе СЗЗ УПН – границе с. Новое Усманово, 2,896738 ПДКм.р на границе единой СЗЗ промышленных объектов Оренбургской области, 1,328145 ПДКм.р на границе с. Бакаево, 1,328145 ПДКм.р на границе с. Бакаево, Красный Яр, 1,23992 ПДКм.р на границе единой СЗЗ-1 Самарской области, 1,12807 ПДКм.р на границе единой СЗЗ-2 Самарской области, 1,145303 ПДКм.р на границе единой СЗЗ-3 Самарской области, 1,334785 ПДКм.р на границе единой СЗЗ-4 Самарской области.

Обнаружены превышения ПДКм.р на границе установленных СЗЗ и границах населенных пунктов по группам веществ, обладающих эффектом суммации:

- группа суммаций 6003 (Аммиак, сероводород);
- группа суммаций 6004 (Аммиак, сероводород, формальдегид);
- группа суммаций 6005 (Аммиак, формальдегид);
- группа суммаций 6035 (сероводород, формальдегид);
- группа суммаций 6040 (Серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак);
- группа суммаций 6041 (Серы диоксид и кислота серная);
- группа суммаций 6043 (серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак);
- группа суммаций 6204 (серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак).

Согласно проведенным расчетам, время горения дизельного топлива составит 22 минуты (таблица 4.13.10). Ближайшая пожарная часть располагается в с. Новое Усманово. Время реагирования на вероятную аварийную ситуацию с возгоранием топлива, составит не более 10-15 минут. Поэтому формирование повышенных концентраций загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны и в населённом пункте будет кратковременным.

Выбросы загрязняющих веществ, поступающие в атмосферу во время аварийной ситуации не нормируются, но включаются в форму ежегодного Федерального государственного наблюдения №2-тп (воздух).

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист 519
аммиак); - группа суммаций 6204 (серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак). Согласно проведенным расчетам, время горения дизельного топлива составит 22 минуты (таблица 4.13.10). Ближайшая пожарная часть располагается в с. Новое Усманово. Время реагирования на вероятную аварийную ситуацию с возгоранием топлива, составит не более 10-15 минут. Поэтому формирование повышенных концентраций загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны и в населённом пункте будет кратковременным. Выбросы загрязняющих веществ, поступающие в атмосферу во время аварийной ситуации не нормируются, но включаются в форму ежегодного Федерального государственного наблюдения №2-тп (воздух).							

Таблица 4.13.11 – Результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе при возможной аварийной ситуации на нефтепроводе УЗ№5 до УПН (период строительства объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения). «Сценарий б»

Код	Загрязняющее вещество	доли ПДКм.р										
		Вариант расчета № 8										
		на границе СЗЗ УПН-с. Новое Усманово	на границе с. Берёзовая Поляна	на границе с. Красный Яр	на границе с. Ерилкино	на границе с. Староборискино	на границе с. Бакаево	Максимальные значения на границе единой СЗЗ Оренбургской области	На границе единой СЗЗ-1 Самарской области	на границе единой СЗЗ-2 Самарской области	на границе СЗЗ-3 Самарской области	на границе СЗЗ-4 Самарской области
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,005383 (РТ-39)	0,000035	0,000079	0,000015	0,000017	0,000217	0,000741 (РТ-67)	0,000114 (РТ-16)	0,000096 (РТ-23)	0,000095 (РТ-22)	0,000147 (РТ-26)
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	2,474488 (РТ-39)	0,581593	0,796479	0,395693	0,420936	1,094172	2,396422 (РТ-67)	0,923180 (РТ-16)	0,849468 (РТ-23)	0,846169 (РТ-22)	1,024411 (РТ-26)
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	0,000045 (РТ-37)	0,0000037	0,0000037	0,0000037	0,0000037	0,000001	0,000004 (РТ-67)	0,000005 (РТ-16)	0,00000174 (РТ-19)	0,000004 (РТ-22)	0,0000065 (РТ-26)
0303	Аммиак (Азота гидрид)	0,0000906 (РТ-37)	0,000004	0,000007	0,000003	0,000003	0,0000022	0,0000071 (РТ-67)	0,000011 (РТ-16)	0,000009 (РТ-23)	0,000009 (РТ-22)	0,000013 (РТ-26)
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,24926 (РТ-37)	0,059001	0,080505	0,045498	0,048694	0,107593	0,217697 (РТ-67)	0,090975 (РТ-16)	0,085086 (РТ-23)	0,0845662 (РТ-22)	0,101597 (РТ-26)
0316	Гидрохлорид (по молекуле HCl) (Водород хлорид)	0,000046 (РТ-37)	0,00000022	3,80E-07	1,30E-06	1,43E-07	0,00001	0,000004 (РТ-67)	0,0000054 (РТ-16)	0,000000442 (РТ-23)	0,00000044 (РТ-22)	0,0000066 (РТ-26)
0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	0,000006 (РТ-37)	0,0000029	4,90E-06	1,72E-07	1,90E-07	0,000001	0,000005 (РТ-67)	0,00000071 (РТ-16)	0,00000058 (РТ-23)	0,00000057 (РТ-22)	0,00000087 (РТ-26)
0328	Углерод (Пигмент черный)	2,062261 (РТ-39)	0,484333	0,650395	0,32519	0,343335	0,896166	1,959045 (РТ-67)	0,757267 (РТ-16)	0,69393 (РТ-23)	0,692 (РТ-22)	0,835384 (РТ-26)
0330	Сера диоксид	0,25113 (РТ-37)	0,066033	0,079229	0,045479	0,046209	0,100625	0,224377 (РТ-67)	0,091562 (РТ-16)	0,083977 (РТ-23)	0,084115 (РТ-22)	0,097836 (РТ-26)

Изм.													
	Лист												
№ докум.													
	Подпись												
Дата													
0261-01-00-ОВОС I													
522	Лист												

0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	3,123009 (PT-39)	0,851107	1,04854	0,60356	0,549883	1,328145	2,896738 (PT-67)	1,239926 (PT-16)	1,128072 (PT-23)	1,145303 (PT-22)	1,334785 (PT-26)
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,227395 (PT-37)	0,167512	0,170812	0,164593	0,164922	0,176067	0,198506 (PT-67)	0,173322 (PT-16)	0,171807 (PT-23)	0,171743 (PT-22)	0,175354 (PT-26)
0342	Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	0,005471 (PT-39)	0,000035	0,000081	0,000015	0,000017	0,00022	0,000746 (PT-67)	0,000116 (PT-16)	0,000097 (PT-23)	0,000088 (PT-24)	0,000149 (PT-26)
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,009625 (PT-39)	0,000062	0,000142	0,000026	0,00003	0,000387	0,001325 (PT-67)	0,000205 (PT-16)	0,000171 (PT-23)	0,00017 (PT-22)	0,000263 (PT-26)
0402	Бутан (Метилэтилметан)	0,000181 (PT-37)	0,000001	0,000003	0,000000613	0,00000071	0,000009	0,000026 (PT-67)	0,000005 (PT-16)	0,00004 (PT-23)	0,000004 (PT-22)	0,000006 (PT-26)
0405	Пентан	0,000122 (PT-37)	0,000001	0,000002	0,00000044	0,0000005	0,000007	0,000018 (PT-67)	0,000003 (PT-16)	0,000003 (PT-23)	0,000003 (PT-22)	0,000004 (PT-26)
0410	Метан	0,000410 (PT-39)	0,000003	0,000007	0,000001	0,000002	0,00002	0,00058 (PT-67)	0,000010 (PT-16)	0,00000 (PT-23)	0,000008 (PT-22)	0,000013 (PT-26)
0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,020511 (PT-39)	0,010791	0,010523	0,010696	0,01044	0,010457	0,012444 (PT-59)	0,010895 (PT-5)	0,010723 (PT-18)	0,010566 (PT-22)	0,010629 (PT-26)
0416	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,022475 (PT-39)	0,00437	0,004352	0,004466	0,00424	0,004716	0,007364 (PT-59)	0,004794 (PT-5)	0,004471 (PT-23)	0,004450 (PT-21)	0,004664 (PT-26)
0417	Этан (Диметил, метилметан)	0,000066 (PT-39)	0,0000005	0,00001	0,00000021	0,00000025	0,000003	0,000009 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000001 (PT-23)	0,000001 (PT-22)	0,000002 (PT-26)
0418	Пропан	0,000075 (PT-37)	0,0000006	0,000001	0,00000026	0,000003	0,000004	0,000011 (PT-67)	0,000002 (PT-16)	0,000002 (PT-23)	0,000002 (PT-23)	0,000002 (PT-26)
0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	0,034914 (PT-39)	0,000969	0,000751	0,000604	0,0000969	0,001339	0,007323 (PT-59)	0,001514 (PT-16)	0,001009 (PT-23)	0,001173 (PT-22)	0,001403 (PT-26)
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,017110 (PT-39)	0,000476	0,000401	0,000477	0,000247	0,000843	0,0034552 (PT-59)	0,000819 (PT-5)	0,000509 (PT-23)	0,000584 (PT-22)	0,000736 (PT-26)
0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,193279 (PT-39)	0,001612	0,003361	0,000791	0,000745	0,008812	0,030420 (PT-67)	0,004804 (PT-16)	0,004026 (PT-23)	0,004021 (PT-22)	0,006118 (PT-26)
1051	Пропан-2-ол (Изопропанол; диметилкарбинол; вторичный пропиловый спирт)	0,000045 (PT-37)	0,00000218	0,0000037	0,0000013	0,0000014	0,000001	0,00004 (PT-67)	0,0000053 (PT-16)	0,0000044 (PT-23)	0,0000004 (PT-22)	0,0000065 (PT-26)
1052	Метанол	0,689986 (PT-39)	0,00881	0,014884	0,00512	0,005614	0,049367	0,115654 (PT-68)	0,020786 (PT-16)	0,016994 (PT-23)	0,016888 (PT-22)	0,027164 (PT-26)
1210	Бутилацетат	0,224041 (PT-39)	0,001575	0,00363	0,000664	0,000076	0,009796	0,033901 (PT-67)	0,005206 (PT-16)	0,004358 (PT-23)	0,0003942 (PT-24)	0,006684 (PT-26)

Изм.			0261-01-00-ОВОС I									
Лист												
№ докум.												
Подпись												
Дата												

Изм.												
Лист												
№ докум.												
Подпись												
Дата												
0261-01-00-ОВОС I												
Лист	524											
6041	Серы диоксид и кислота серная	0,249451 (PT-37)	0,046903	0,065957	0,02893	0,030988	0,093149	0,222399 (PT-67)	0,078359 (PT-16)	0,071053 (PT-23)	0,07082 (PT-22)	0,087823 (PT-26)
6043	Сера диоксид, Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	3,32839 (PT-39)	0,91714	1,127768	0,649038	0,595995	1,428638	3,119644 (PT-67)	1,331489 (PT-16)	1,212046 (PT-23)	1,229418 (PT-22)	1,432573 (PT-26)
6045	Сильные минеральные кислоты (серная, соляная и азотная)	0,000151 (PT-37)	0,0000072	0,000001	0,0000043	0,00000047	0,000004	0,00000055 (PT-48)	0,000001 (PT-14)	0,00000055 (PT-20)	0,000001 (PT-24)	0,000002 (PT-25)
6053	Фтористый водород и плохорастворимые соли фтора	0,015095 (PT-39)	0,000097	0,000223	0,000041	0,000047	0,000607	0,002058 (PT-67)	0,000321 (PT-16)	0,000268 (PT-23)	0,000267 (PT-22)	0,000412 (PT-26)
6204	Азота диоксид, серы диоксид	1,685402 (PT-37)	0,404766	0,547317	0,275732	0,291965	0,746665	1,637080 (PT-67)	0,634216 (PT-16)	0,584302 (PT-23)	0,581427 (PT-22)	0,701375 (PT-26)
6205	Серы диоксид и фтористый водород	0,140487 (PT-37)	0,026067	0,036665	0,015728	0,01722	0,051811	0,123787 (PT-67)	0,043573 (PT-16)	0,039503 (PT-23)	0,039372 (PT-22)	0,048855 (PT-26)

**Вероятная аварийная ситуация по сценарию «в» -
пролив дизельного топлива (ГСМ) на подстилающую поверхность типа «грунтовое
покрытие» без возгорания**

Случайные проливы ГСМ происходят вследствие переполнения топливных баков при заправке, разрывов заправочных шлангов, опрокидывания наполненных канистр и тому подобных причин. Однако объемы таких проливов незначительны (исчисляются десятками литров), последствия разливов за пределы производственной зоны не выйдут, а сами разливы оперативно ликвидируются силами работников строительной организации.

Авария по сценарию «в» сопровождается проливом дизельного топлива на подстилающую поверхность типа «грунтовое покрытие», без возникновения пожара.

Расчет аварийной ситуации по сценарию «в» проведен для периода строительства с участием строительной техники и периода биологической рекультивации, с участием бульдозера ДТ-133.

Исходные данные:

Объем топлива, участвующее в аварии: 0,333 м³ (номинальный объем топливного бака ТС на шасси КамАЗ - 0,35 м³, коэффициент заполнения 0,95)

Среднегодовая скорость ветра – 3,3 м/с (по данным метеостанции Клявлино (письмо ФГБУ «Приволжское УГМС» № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г, см. Приложение В Раздел 0261-01-00-ОВОС2.1).

Абсолютная максимальная температура воздуха: плюс 39 °С (абсолютный максимум согласно отчету 0261-01-00-ИГМИ).

Грунтовое покрытие – суглинок;

Природная влажность – 17,8%, отчет 0261-01-00-ИГИ

Плотность сухого грунта – 1,85 г/см³, отчет 0261-01-00-ИГИ.

Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух с открытого участка разлива определяется в соответствии с пунктом б) раздела 1.2 РМ 62-91-90:

$$P_i = 0,001 \cdot (5,38 + 4,1W) \cdot F \cdot P_i \cdot \sqrt{M_i} \cdot X_i,$$

где

P_i – количество вредных выбросов, кг/ч;

F – площадь разлитой жидкости, м²;

W – среднегодовая скорость ветра в данном географическом пункте, м/с;

M_i – молекулярная масса i -го вещества, кг/моль;

P_i – давление насыщенного пара i -го вещества, мм рт. ст.;

X_i – мольная доля i -го вещества в жидкости, для однокомпонентной жидкости $X_i = 1$;

Давления насыщенных паров определяется по уравнению Антуана раздела 3.2 пособия по применению СП 12.13130.2009:

$$\lg P_i = A - \frac{B}{C_a + t},$$

где

A , B и C_a – константы уравнения Антуана;

t – расчетная температура, °С.

Молекулярная масса и константы уравнения Антуана приняты в соответствии с Приложением 2 к пособию по применению СП 12.13130.2009 для летней марки дизельного топлива: $M_{\text{дт}} = 203,6$ кг/кмоль; $A = 5,00109$; $B = 1314,04$; $C_a = 192,473$; температурный интервал

Резерв

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

524

значений констант от 60 до 240 °С.

Расчет выбросов:

$$P = 10^{5,00109 - \frac{1314,04}{192,473 + 60}} = 0,626 \text{ кПа} = 4,69 \text{ мм. рт. ст}$$

Площадь пролива жидкости при разгерметизации надземного резервуара при проливе на неограниченную поверхность определяется согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», по формуле:

$$F_{\text{пр}} = f \cdot V_{\text{ж}}$$

где:

f – коэффициент разлития жидкости, м^{-1} . При проливе на неспланированную поверхность допускается принимать 5 м^{-1} ;

$V_{\text{ж}}$ – объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара, м^3 . $V_{\text{ж}} = 0,33 \text{ м}^3$.

$$F_{\text{пр}} = 5 \cdot 0,333 = 1,66 \text{ м}^3$$

$$П = 0,001 \cdot (5,38 + 4,1 \cdot 3,3) \cdot 1,66 \cdot 4,69 \cdot \sqrt{203,6} = 2,10549 \text{ кг/час}$$

Максимальный разовый выброс (г/с):

$$П = \frac{2,10549 \cdot 1000}{3600} = 0,58486 \text{ г/с}$$

Выброс за период испарения (т):

$$П = \frac{2,10549 \cdot 6}{1000} = 0,01263 \text{ т}$$

Концентрации загрязняющих веществ (% масс.) в парах дизельного топлива приняты в соответствии с Приложением 14 Дополнений к Методическим указаниям Новополюцк 1997.

Концентрация ЗВ (% массы) в парах нефтепродукта:

Углеводороды предельные – концентрация 99,72 % массы

$$M = 0,58486 \cdot 99,72 \cdot 0,01 = 0,58322 \text{ г/сек}$$

$$G = 0,01263 \cdot 99,72 \cdot 0,01 = 0,0125976 \text{ т/период}$$

Сероводород (H_2S) – концентрация 0,28 % массы

$$M = 0,57486 \cdot 0,28 \cdot 0,01 = 0,00164 \text{ г/сек}$$

$$G = 0,012632 \cdot 0,28 \cdot 0,01 = 0,0000354 \text{ т/период}$$

Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 4.14.13.

Для данного сценария аварии были проведены расчеты выбросов загрязняющих веществ при вероятной аварийной ситуации в период биологической рекультивации (мелиоративные работы), связанные с разгерметизацией топливного бака бульдозера ДТ-133 и проливом дизельного топлива на неограниченную поверхность

Исходные данные:

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	Лист	№	Результат
Сероводород (H2S) – концентрация 0,28 % массы M = 0,57486 x 0,28 x 0,01 = 0,00164 г/сек G = 0,012632 x 0,28 x 0,01=0,0000354 т/период Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 4.14.13. Для данного сценария аварии были проведены расчеты выбросов загрязняющих веществ при вероятной аварийной ситуации в период биологической рекультивации (мелиоративные работы), связанные с разгерметизацией топливного бака бульдозера ДТ-133 и проливом дизельного топлива на неограниченную поверхность <u>Исходные данные:</u>						

Объем топлива, участвующее в аварии: 0,124 м³ (номинальный объем топливного бака 0,13 м³, коэффициент заполнения 0,95)

Среднегодовая скорость ветра – 3,3 м/с (по данным метеостанции Клявлино (письмо ФГБУ «Приволжское УГМС» № 09-07-07/66 от 27.03.2020 г, см. Приложение В Раздел 0261-01-00-ОВОС2.1).

Абсолютная максимальная температура воздуха: плюс 39 °С (абсолютный максимум согласно отчету 0261-01-00-ИГМИ).

Грунтовое покрытие – суглинок;

Природная влажность – 17,8% , отчет 0261-01-00-ИГИ

Плотность сухого грунта – 1,85 г/см³, отчет 0261-01-00-ИГИ.

Порядок расчета выбросов загрязняющих веществ в случае разлива дизельного топлива на неограниченную поверхность аналогичен вышеприведённому расчету.

Исходные данные и результаты расчета представлены в таблице 4.14.12.

Расчет объема загрязнённого грунта проведен согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Минэнерго России 01.11.1995 г.).

Объем нефтенасыщенного грунта V_{гр} вычисляют по формуле:

$$V_{гр} = F_{пр} * h_{пр}$$

где: h – глубина пропитки грунта на всей площади, м. Глубина пропитки принята равной глубине отбора проб почв, при оценке степени загрязнения нефтенасыщенного грунта.

$$V_{гр} = 1,66 * 0,2 = 0,3325 \text{ м}^3$$

Масса нефтенасыщенного грунта находится по формуле:

$$M_{гр} = V_{гр} * \rho$$

где: ρ – природная плотность грунта, г/см³. $\rho = 1,85 \text{ г/см}^3$ или 1 850 кг/м³

$$M_{гр} = 0,3325 * 1\,850 = 615,1 \text{ кг}$$

Нефтенасыщенность грунта или количество нефтепродуктов (масса M(вп) или объем V(вп)), впитавшейся в грунта рассчитывают по формуле:

$$M(вп) = K(н) * P * V_{гр}, \text{ кг}$$

где:

K(н) – нефтеемкость грунта. Нефтеемкость определялась методом линейной интерполяции по таблице 2.3 «Методики определения ущерба...», для природной влажности грунта 17,8%. K(н) = 0,29

P – плотность нефтепродукта, кг/м³; P = 860 кг/м³;

V_{гр} - объем нефтенасыщенного грунта, м³

$$V(вп) = K(н) * V_{гр}, \text{ м}^3$$

$$V(вп) = 0,29 * 0,3325 = 0,096 \text{ м}^3$$

Для сбора и удаления ДТ, оставшейся на поверхности почвы используют сорбирующие материалы. В настоящем проекте в качестве сорбирующего материала принят песок, как наиболее дешевый и доступный материал.

Количество песка, загрязнённого нефтепродуктами при ликвидации проливов ДТ,

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

526

определяется в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке объемов образования отходов производства и потребления», Москва, 2003 г.

$$M_{(пм)} = \sum_{i=1}^n Q^i \times \rho^i \times N^i \times K_{загр.}$$

где: Q^i – объем материала, использованного для засыпки проливов нефтепродуктов;
 N^i – количество проливов i - того нефтепродукта, принят за единичный случай, $N^i=1$;
 $K_{загр}$ - коэффициент, учитывающий количество нефтепродуктов и механических примесей, впитанных при засыпке проливов, доли от 1,15...1,30, принято $K_{загр} = 1,2$ (доли от 1)

ρ^i – плотность i - того материала, используемого при засыпке, 1,35 т/м³ ;

Объем песка, использованного для засыпки проливов нефтепродуктов (Q^i) - это фактическая величина. Ориентировочный расчет объема песка, необходимого для ликвидации аварийного разлива ДТ проведен с учетом значения $K_{загр} = 1,2$, т.е соотношение "объем песка : объем нефтепродукта" составляет 1,2:1.

Объем песка, необходимого для засыпки нефти:

$$Q^i = V(n) \times K_{загр}$$

где: $V(n)$ – объем нефтепродукта, не впитавшегося в грунт, м³
 $K_{загр} = 1,2$

$$Q^i = 0,236 \times 1,2 = 0,283 \text{ м}^3$$

Масса загрязненного песка рассчитан:

$$M_{(пм)} = 0,28 \times 1,35 \times 1 = 0,38 \text{ т}$$

Исходные данные и результаты расчета массы и объема загрязненного грунта и массы песка, загрязненного нефтью представлены в таблице 4.14.3.

Расчет объема загрязнённого грунта, обязующегося при проливе ГСМ в период биологической рекультивации от бульдозера ДТ-133 проведен аналогично.

Исходные данные и результаты расчетов по аварийному сценарию «в» представлен в таблицах 4.13.14 – 4.13.15.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							527

Таблица 4.14.13 - Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при вероятной аварийной ситуации по сценарию аварии "в"

Причина аварии	Плотность топлива, кг/м3	Объем емкости, м3	Количество топлива, участвующего в аварии		Коэффициент разлития, м-1 (f)	Площадь разлития, м2 (Fпр)	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Константы Антуана для дизельного топлива			Давление насыщенных паров дизельного топлива, мм.рт.ст. (Pi)	Молекулярная масса дизельного топлива, кг/кмоль (Mi)	Максимальный разовый выброс, кг/ч (П)	Максимальный разовый выброс, г/с	Выброс за период испарения, т	Продолжительность испарения топлива, час*	Концентрация загрязняющих веществ в парах ДТ, % масс **	Загрязняющие вещества	Количество выбросов	
			м3	т				А	В	С									г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Разлив дизельного топлива при приливе на неограниченную поверхность без возгорания. Сценарий "в"	860	0,35	0,333	0,286	5,000	1,66	3,30	5,00109	1314,04	192,473	4,69	203,60	2,10549	0,58486	0,01263	6,00	0,28	Дигидросульфид	0,00164	0,0000354
																	99,72	Алканы С12-С19 (в пересчете на С)	0,58322	0,0125976

*-продолжительность испарения принята от момента разлития, до момента удаления загрязненного грунта

**-принято согласно Приложению 14 "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуаров" г. Новополоцк 1997 г. (утв. Приказом Госкомэкологии № 199 от 08.04.1998 г.)

Таблица 4.14.14 - Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при вероятной аварийной ситуации по сценарию аварии "в"

Причина аварии и вероятность ее возникновения	Плотность топлива, кг/м3	Объем емкости, м3	Количество топлива, участвующего в аварии		Коэффициент разлития, м-1 (f)	Площадь разлития, м2 (Fпр)	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Константы Антуана для дизельного топлива			Давление насыщенных паров дизельного топлива, мм.рт.ст. (Pi)	Молекулярная масса дизельного топлива, кг/кмоль (Mi)	Максимальный разовый выброс, кг/ч (П)	Максимальный разовый выброс, г/с	Выброс за период испарения, т	Продолжительность испарения топлива, час*	Концентрация загрязняющих веществ в парах ДТ, % масс **	Загрязняющие вещества	Количество выбросов	
			м3	т				А	В	С									г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Разлив дизельного топлива при приливе на неограниченную поверхность без возгорания. Сценарий "в". Мелиоративные работы бульдозером ДТ-133	860	0,13	0,124	0,106	5,000	0,62	3,30	5,00109	1314,04	192,473	0,01	203,60	0,73423	0,20395	0,00441	6,00	0,28	Дигидросульфид	0,00057	0,0000123
																	99,72	Алканы С12-С19 (в пересчете на С)	0,20338	0,0043931

*-продолжительность испарения принята от момента разлития, до момента удаления загрязненного грунта

**-принято согласно Приложению 14 "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуаров" г. Новополоцк 1997 г. (утв. Приказом Госкомэкологии № 199 от 08.04.1998 г.)

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Таблица 4.14.15 – Расчет массы и объема загрязненного грунта при возникновении аварийной ситуации по сценарию «в»

№ п/п	Причина аварии	Объем ДТ в емкости, м3, V	Плотность дизельного топлива, кг/м3, ρ	Площадь пролива, м2	Глубина пропитки грунта, м	Плотность грунта, г/см3	Объем нефтенасыщенного грунта, м3	Масса нефтенасыщенного грунта, т	Нефтеемкость грунта	Объем ДТ, впитавшегося в грунт, м3	Объем ДТ, оставшегося на поверхности почвы, м3	Кзагр	Объем песка, использованного для засыпки ДТ, м3	Плотность песка, т/м3	Количество проливов	Масса песка, загрязненного нефтепродуктами, т
				Fпр	h(ср)	ρ	V(гр)	M(гр)	K(н)	V(вп)			Qi		(Ni)	Mпм
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Пролив дизельного топлива строительной техникой	0,33	860,0	1,66	0,20	1,85	0,3325	0,6151	0,29	0,096	0,236	1,20	0,283	1,35	1	0,38
	Пролив дизельного топлива бульдозером ДТ-133	0,12		0,62			0,1235	0,2285		0,04	0,09		0,11			0,14

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№

4.14 Общая характеристика воздействия промышленного объекта на окружающую среду

Данный подраздел разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

- Практическое пособие к СП 11-101-95 по разработке раздела "Оценка воздействия на окружающую среду" при обосновании инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений, Москва 1998 г.

Настоящий раздел представляет собой сводную характеристику результатов воздействия, приводимую с целью обоснования возможности (невозможности) строительства и последующей эксплуатации проектируемых объектов.

В предлагаемых проектной документацией решениях, на основании проведенной оценки воздействия, можно условно выделить два основных вида хозяйственной деятельности, оказывающих воздействие на окружающую среду:

- период демонтажных работ;
- период строительства проектируемого объекта;
- период биологической рекультивации;
- период эксплуатации.

Общая характеристика воздействия проектируемого объекта на окружающую среду с указанием валового выброса загрязняющих веществ в атмосферу, параметров воздействия на поверхностные и подземные воды района размещения объекта, потребности в земельных ресурсах, образования и условий складирования и утилизации отходов приведены в таблице 4.14.1.

Сравнительный анализ антропогенной нагрузки, оказываемой на окружающую среду в результате реализации намечаемой хозяйственной деятельности показал, что при альтернативном «Варианте №1» количество валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух больше на 0,590175 т/год, чем при альтернативном «Варианте №2».

При безаварийном режиме эксплуатации проектируемых объектов по «Варианту № 1», в основной массе образуются отходы 3 класса опасности (опасные отходы) – 55,31 % (4,43162 т/год) доля отходов 4 класса опасности составляет 44,69 % (3,58 т/год)

В результате безаварийной эксплуатации проектируемых объектов по «Варианту № 2», в основной массе образуются отходы 4 класса опасности (малоопасные) – 58,95 % (3,58 т/год) доля отходов 3 класса опасности составляет 41,05 % (2,4928 т/год).

Сметная стоимость затрат на реализацию намечаемой деятельности по альтернативному «Варианту №1» выше сметной стоимости затрат на реализацию альтернативного «Варианта №2» на 612 703,32 тыс. руб.

Таким образом, на основании вышеизложенного, **настоящим проектом рекомендуется реализация намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности по обустройству IX очереди Байтуганского месторождения по альтернативному «Варианту № 2», как наиболее экологически эффективный и экономически выгодный.**

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

||
||
||

Таблица 4.14.1 - Общая характеристика воздействия проектируемых объектов на состояние окружающей природной среды

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя				
			Период строительства	Период демонтаж а	Период рекультивации	Период эксплуатации «Вариант №1»	Период эксплуатации «Вариант №2»
1	Общее (валовое) количество загрязняющих веществ, выбрасываемых проектируемым объектом в атмосферу	т/год (или за период строительства/демонтажа)	58,080241	1,078154	0,090318	1,741105	1,15093
	Обладающих эффектом суммации вредного воздействия	т/год (или за период строительства/демонтажа)	5	3	1	-	-
	6035 Дигидросульфид (0333)+формальдегид (1325)	т/год (или за период строительства/демонтажа)	0,077020	0,001462	-	-	-
	6043 Серы диоксид (код 330) + сероводород (код 333)	т/год (или за период строительства/демонтажа)	3,649477	0,065942	-	-	-
	6053 Фтористый водород (код 342) и плохо растворимые соли фтора (код 344)	т/год (или за период строительства/демонтажа)	0,014039	-	-	-	-
	6204 Азот (IV) оксид (Азота диоксид) (код 301) + Серы диоксид (код 330)	т/год (или за период строительства/демонтажа)	24,22291	0,467067	0,040176	-	-

0261-01-00-ОВОС I

Изм.				
Лист				
№ докум.				
Подпись				
Дата				
0261-01-00-ОВОС I				
Лист	525			

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя				
			Период строительства	Период демонтаж а	Период рекультивации	Период эксплуатации «Вариант №1»	Период эксплуатации «Вариант №2»
	вода для производственных нужд		Для производственных нужд с существующих водозаборных скважин №№ 16, 17 (Лицензия СМР 01006 ОС).		-	797 160	797 160
4	Количество сточных вод: в т.ч.	м³/год (или период строительства/ демонтажа)	6 421,15	228,0	-	44,0	44,0
	в водные объекты	м³/год (или за период строительства/ демонтажа)	-	-	-	-	-
	в накопители сточных вод	м³/год (или за период строительства/ демонтажа)	-	-	-	-	-
	в бытовую канализацию	м³/год (или за период строительства/ демонтажа)	6 058,5	228,0	-	-	-
	передано другим организациям	м³/год (или за период строительства/ демонтажа)	363,0 (после гидроиспытан ий трубопрово до в воду вывозят на площадку УПН Байтуганско го нефтяного месторожден	-	-	44,0 Производственно-дождевые и талые сточные воды откачиваются из канализационных емкостей площадок добывающих скважин (61 шт) вывозятся автотранспортом на площадку УПН Байтуганского месторождения. С площадки ГР-1 и площадок камер приема МКПУ (2 шт.), установленных на УПН, производственно-дождевые и талые стоки	

Изм.					0261-01-00-ОВОСИ	
Лист						
№ докум.						
Подпись						
Дата						
						Лист
						526

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя				
			Период строительства	Период демонтаж а	Период рекультивации	Период эксплуатации «Вариант №1»	Период эксплуатации «Вариант №2»
			ия для дальнейшего использовани я в технологичес ком процессе			отводятся в существующую производственно-дождевую канализацию УПН.	
5	Наименование водного объекта (ов) – приемника сточных вод		-	-	-	-	-
6	Размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ)	м	не устанавливается			Сведения о санитарно-защитной зоне приведены в п. 3.14.16.	
7	Количество отходов производства	т/год	107,0187	432,4096	1,0086	8,0116	6,0728
8	Отвод земель для проектируемого объекта	м2	1 532 221	-	-	379 456	379 456
9	Общая сметная стоимость	тыс.руб.				3 547 381,76	2 934 678,44

5 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И (ИЛИ) СНИЖЕНИЮ ВОЗМОЖНОГО НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

До начала производства работ на объекте, в том числе и подготовительных, Подрядчик обязан получить в установленном порядке разрешение на выполнение работ. Все работы (подготовительные, основные, демонтажные, монтажные) выполнять при наличии наряда-допуска на производство работ под руководством лица ответственного за безопасное производство работ в охранной зоне, назначенного из числа ИТР подрядной организации.

Подрядная организация до проведения работ оформляет в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту, несет ответственность за накопление, обезвреживание и утилизацию отходов. До начала производства работ подрядная организация издаёт приказ "О назначении лиц, ответственных за охрану окружающей среды и обеспечение экологической безопасности".

Ответственность за обеспечение охраны окружающей среды и экологической безопасности при производстве работ возлагается на руководителя работ подрядной организации.

Руководитель работ обязан организовать проведение инструктажа по вопросам охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности; лично проводить оперативный контроль за состоянием охраны окружающей среды и обеспечением экологической безопасности в местах проведения работ.

При обнаружении в ходе земляных работ фрагментов древних зданий и сооружений, археологических древностей и других предметов, которые могут представлять исторический или научный интерес, работы следует приостановить и вызвать на место представителей НПЦ по охране памятников истории и культуры, управления культуры органов администрации.

Ответственность за соблюдение установленных мероприятий по охране окружающей среды на каждом рабочем месте возлагается на непосредственных исполнителей работ. За нарушение законодательства в области охраны окружающей среды устанавливается имущественная, дисциплинарная, административная и уголовная ответственность в соответствии с законодательством (ст.75. ФЗ-№7 от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды»).

5.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Уровень загрязнения атмосферы характеризуется объемом, скоростью выброса, температурой, концентрацией загрязняющих веществ.

В период строительно-монтажных работ виды воздействия на окружающую среду являются планируемыми, контролируруемыми, и их характер, интенсивность, продолжительность определяется ПОС.

С целью сокращения вредных выбросов в атмосферу при строительстве объектов необходимо:

- приведение и поддержание технического состояния строительных машин и механизмов и автотранспортных средств в соответствии с нормативными требованиями по выбросам вредных веществ;
- проведение технического осмотра и профилактических работ строительных машин, механизмов и автотранспорта, с контролем выхлопных газов ДВС для проверки токсичности не реже одного раза в год (плановый), а также после каждого ремонта и регулирования двигателей;

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							526

- применение малосернистого и неэтилированного видов топлива, обеспечивающее снижение выбросов вредных веществ;
- обеспечение оптимальных режимов работы, позволяющих снизить расход топлива на 10 -15 % и соответствующее уменьшение выбросов вредных веществ
- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- осуществление заправки машин, механизмов и автотранспорта в специально отведённых для этой цели местах при обязательном оснащении топливозаправщиков специальными раздаточными пистолетами (снижение испарения топлива);
- рассредоточение во времени работы строительных машин и механизмов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе;
- контроль за работой строительной техники в период вынужденного простоя или технического перерыва на работе. Стоянка в эти периоды разрешается только при неработающем двигателе;
- производство работ строго в границах строительных площадок;
- сократить нерациональные и «холостые» пробеги автотранспорта путем оперативного планирования перевозок.

До начала производства строительных работ рабочие и инженерно-технический персонал должны пройти инструктаж по соблюдению требований охраны окружающей среды при выполнении предусмотренных проектом работ. Подробные инструкции и развернутый перечень мероприятий по охране окружающей среды должны быть разработаны генподрядчиком применительно к местным условиям и согласованы со всеми заинтересованными организациями.

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду **в период эксплуатации** и уменьшение вредного воздействия проектируемых объектов достигается комплексом мероприятий и технологических решений, снижающих вероятность возникновения аварийных ситуаций:

- все скважины имеют контроль по повышению и понижению давления на устье с передачей данных на операторные, которые находятся на ДНС-1 или ДНС-2;
- материальное исполнение трубопроводов, фасонных частей к трубопроводам (отводы, переходы, тройники, заглушки), запорная арматура выбрано в соответствии с действующей НТД, в зависимости от рабочих параметров и климатических условий эксплуатации: трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20С по ТУ 14-161-148-94;
- соединение труб между собой в полевых условиях производится встык при помощи электродуговой сварки. Производство сварки и контроль сварных стыков для проектируемых выкидных трубопроводов, нефтегазосборных трубопроводов и напорного нефтепровода осуществляется в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016;
- предусмотрена защита трубопроводов от коррозии. Для защиты от почвенной коррозии при проектировании трубопроводов системы сбора, системы ППД, дренажных трубопроводов применяются стальные трубопроводы с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1394-007-26704661-2012 и ТУ 1390-005-11928001-2009 (или аналогом) и внутренним двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных жидких безрастворимых эпоксидных материалов по ТУ 1390-010-64834369-2014 на основе эпоксидных порошковых материалов (или аналогом). Сварные стыки трубопроводов изолированы термоусаживающимися манжетами «Терма - СТМП» по ТУ 2245-031-82119587-2009;

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							527

- запорно-регулирующие арматуры проектируемых трубопроводов выбраны из учета максимального рабочего давления 4,0МПа – для выкидных, нефтегазосборных и напорных трубопроводов, 16,0МПа – для высоконапорных водоводов системы ППД. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-201 класс «А». Срок службы запорной арматуры не менее 15 лет;
- контроль за ведением технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий персонала;
- установка сигнализаторов дозрывных концентраций углеводородных газов и паров на наружных площадках, с целью обнаружения утечек продукта и предотвращения дальнейшего развития аварии;
- на проектируемых площадках узлов запорной арматуры, площадках пуска и приема очистных устройств проектом предусматривается использование переносных сигнализаторов горючих газов типа АНКПАТ-7664 Микро или аналог.

В соответствии с методическими указаниями «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» (РД 52.04.52-85), мероприятия по сокращению выбросов в атмосферу в периоды НМУ разрабатываются для предприятий, расположенных в населенных пунктах, где органами Госкомгидромета осуществляется прогнозирование неблагоприятных метеорологических условий.

Данные мероприятия необходимы для недопущения возникновения экстремально высоких уровней загрязнения атмосферного воздуха в отдельные периоды, когда неблагоприятные метеорологические условия (НМУ) способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы и, как следствие, резкому росту приземных концентраций. Такие мероприятия разрабатываются для источников, выбросы от которых являются значимыми с точки зрения загрязнения атмосферы в селитебной зоне, и предусматривают кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ от указанных источников.

Мероприятия предполагают работу по 1,2 и 3 режиму (НМУ) мероприятия при 1 режиме (Усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента, при 2 режиме (Отладка оборудования, поэтапное снижение производительности оборудования и насосов на 20%), при 3 режиме (Отладка оборудования, поэтапное снижение производительности оборудования и насосов на 40%).

Для объектов негативного воздействия Байтуганского месторождения разработаны мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в периоды неблагоприятных метеорологических условий. План мероприятий НМУ согласован в Министерстве лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области, мероприятия предполагают работу по 1, 2 и 3 режиму.

При неблагоприятных метеороусловиях НМУ в период строительства, для 1 режима целесообразно провести мероприятия общего характера:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запретить работу оборудования на форсированном режиме;
- рассредоточить движение транспорта во времени.

Определяющим условием минимального загрязнения атмосферы отработавшими газами дизельных двигателей дорожных машин и оборудования является правильная эксплуатация двигателя, своевременная регулировка системы подачи и ввода топлива. При проведении технического обслуживания дорожных машин следует особое внимание уделять

Изм. №	Подп. и дата	Рез. или №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I			528

- перемещение плодородного слоя почвы из временного отвала и равномерное распределение его в пределах зоны рекультивации с созданием ровной поверхности;
- удаление всех временных устройств и сооружений;
- грубая планировка поверхности плодородного слоя почвы бульдозером на всю ширину полосы отвода с приведением её в состояние, пригодное для использования в сельском хозяйстве. Во всех случаях при производстве работ не допускается перемешивание плодородного слоя почвы с минеральным грунтом.

Более подробная технология работ с разработкой технологических карт производится генподрядной строительной организацией в составе проекта производства работ.

Площадь земель технической рекультивации **1 532 221** кв.м, из них в пределах:
Камышлинского района Самарской области – 111 757 кв.м.;
Калявлинского района Самарской области – 51 051 кв.м.;
Северного района Оренбургской области – 1 369 413 кв.м.

Биологическая рекультивация выполняется после полного завершения технического этапа рекультивации.

Продолжительность биологического этапа рекультивации составляет 3 года (минимальный срок для восстановления плодородного слоя почвы).

Мелиоративные работы выполняются бульдозером ДТ-133, с применением прицепного сельскохозяйственного инвентаря (плуг, бороны и другие).

Срок выполнения работ: вспашка, боронование, культивирование, внесения органических и минеральных удобрений осуществляется в течение 3 месяцев, наиболее благоприятный для проведения данного вида работ, на протяжении трех лет.

Направление биологической рекультивации нарушенных земель выбрано с учетом разрешенного вида использования земельных участков:

- рекультивация земель сельскохозяйственного назначения осуществляется по сельскохозяйственному направлению;
- рекультивация земель лесохозяйственного назначения по природоохранному направлению. В соответствии с ГОСТ 17.5.3.04 «Общие требования к рекультивации земель» при строительстве магистральных трубопроводов на землях, занятых лесными угодьями, рекультивация заключается в засыпке траншей и ям, общей планировке полосы отвода, уборке строительного мусора, в задернении поверхности посевом трав. Восстановление древесной и кустарниковой растительности в полосе отвода трубопровода, затрудняющей его нормальную эксплуатацию не допускается. Для восстановления нарушенных земель после окончания строительных работ, настоящим проектом выбрано природоохранное направление рекультивации (ГОСТ 17.5.1.02), то есть приведение нарушенных земель в состояние, пригодное для восстановления биологического разнообразия.

Площадь земель биологической рекультивации **1 152 748** кв.м, из них в пределах:
Камышлинского района Самарской области – 100 772 кв.м.;
Калявлинского района Самарской области – 3 0575 кв.м.;
Северного района Оренбургской области – 1 021 401 кв.м.

В перечень работ по биологической рекультивации входят:

- предпосевное и послепосевное прикатывание почвы;
- обработка почвы: вспашка, боронование, культивирование;
- внесение удобрений на рекультивируемые земли (за исключением земель в пределах водоохранной зоны р. Мокрый Якшигул и руч. б/н и земель в пределах зон II и III поясов зон санитарной охраны водозаборных скважин №№ 16, 17 Новоусмановского водозабора);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							530

- посев семян растений обеспечивающих восстановление плодородия почв, и уход за посевами.

Технология работ по биологической рекультивации нарушенных земель на территории Самарской области принята согласно «Методическим рекомендациям по расчету убытков сельскохозяйственного производства и упущенной выгоды для собственников земельных участков, землепользователей и арендаторов при временном занятии земельных участков для несельскохозяйственных нужд на землях сельскохозяйственного назначения Самарской области» (Министерство сельского хозяйства и природопользования Самарской области, 2013 г.).

Технология проведения работ по биологической рекультивации нарушенных земель на территории Оренбургской области согласована Министерством сельского хозяйства Оренбургской области на весь срок выполнения биологической рекультивации (3 года) (см. Приложение Б Раздела ОВОС2.1).

В 1-й год – проводится вспашка, предпосевная культивация, прикатывание почвы до и после посева, погрузка, внесение удобрений, осев многолетних трав.

Во 2-й год – подкормка посевов многолетних трав минеральными удобрениями;

В 3-й год - подкормка посевов многолетних трав минеральными удобрениями, дискованные, культивация.

Мелиоративные работы выполняются бульдозером ДТ-133, с применением прицепного сельскохозяйственного инвентаря (плуг, борона, сеялка). Срок выполнения работ в течении года – 3 месяцев, в наиболее благоприятный для данного вида работ.

Затраты на биологическую рекультивацию земель включают в себя расходы на восстановление плодородия рекультивируемых земель, передаваемых в сельскохозяйственное использование (стоимость семян, удобрений, внесение удобрений и другое).

Травосмесь, рекомендуемая для посадки на территории Самарской области, и ее стоимость определены в «Методических рекомендациях по расчету убытков ...Самарской области»:

- житняк – 5 кг/га;
- пырей – 4,5 кг/га;
- донник – 4 кг/га.

Травосмесь, рекомендуемая для посадки на территории Оренбургской области, и ее стоимость согласованы Министерством сельского хозяйства Оренбургской области (см. Приложение Б Раздела ОВОС2.):

- люцерна синегибридная – 8 кг/га;
- житняк широкококосный – 10 кг/га;
- кострец – 10 кг/га.

Травосмеси не требуют применения систем орошения, поскольку подобраны с учетом климатических особенностей степной зоны.

Минеральные удобрения, рекомендуемые для внесения в почву при проведении биологической рекультивации на территории Самарской области и их стоимость определены в «Методических рекомендациях по расчету убытков ...Самарской области»:

- аммофоска – 6 ц/га;

Внесение органических удобрений в количестве 100 т/га.

Минеральные удобрения, рекомендуемые для внесения в почву при проведении

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							531

биологической рекультивации на территории Оренбургской области и их стоимость согласованы Министерством сельского хозяйства Оренбургской области (см. Приложение Б Раздела ОВОС 2.1):

- аммофос – 1 ц/га;

- селитра аммиачная – 100 кг/га.

Внесение органических удобрений – 120 т/га.

Расчет затрат на производство работ по биологической рекультивации временно изымаемых земель приведен в п. 11.3 настоящей книги.

Технико-экономические показатели рекультивации нарушенных земель представлены в таблицах 5.2.1, 5.2.2, 5.2.3.

Таблица 5.2.1 – Технико-экономические рекультивации показатели нарушенных земель Клявлинского района Самарской области

№п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Всего	Землепользователи			
				Земли в 63:21:1106003:46, 63:21:1106003:19, 63:21:1106003:15, 63:21:1106003:21, 63:21:1106003:12, 63:21:1106003:27, 63:21:1106005:43, ООО "БайТекс" Аренда	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ в 63:21:1106003 Земли Администрации Клявлинского района Самарской области	ЗЕМЛИ в 63:21:0000000 :19, ООО "БайТекс", Собственнос ть	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ в 63:21:1106005, Земли Администрации Клявлинского района Самарской области
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Общая площадь нарушаемых земель, в том числе:	га	5,1051	0,6713	2,8936	0,4069	1,1333
	- временный отвод	га	3,0575	0,0459	2,0394	0,0702	0,9020
	- постоянный отвод	га	2,0476	0,6254	0,8542	0,3367	0,2313
	- ранее отведенная	га	0	0	0	0	0
2	Ширина полосы отвода по линейным объектам	м	28	28	28	28	28
3	Ширина полосы срезки по линейным объектам	м	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
4	Мощность срезки ПСП	м	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
5	Проектная площадь восстанавливаемых земель, из них:	га	3,0575	0,0459	2,0394	0,0702	0,9020
	- земли сельхозназначения	га	0,9020	0,0000	0,0000	0,0000	0,9020
	- земли промышленности	га	2,1555	0,0459	2,0394	0,0702	0,0000
6	Объемы земляных работ:						
	- срезка	м3	571,05	0,00	0,00	0,00	571,05
	- складирование ПСП	м3	571,05	0,00	0,00	0,00	571,05
	- нанесение ПСП	м3	571,05	0,00	0,00	0,00	571,05
	- грубая планировка	м2	1903,50	0,00	0,00	0,00	1903,50
	- чистовая планировка	м2	30575	459	20394	702	9020
7	Потребность в материалах						
	- органич. удобрения	т	72,16	0,00	0,00	0,00	72,16
	- мин.удобрения, в.т.ч	ц	4,06	0,00	0,00	0,00	4,06
	- аммофос	ц	4,06	0,00	0,00	0,00	4,06
	- семена мног. Трав, в т.ч. 27кг/га	кг	24,35	0,00	0,00	0,00	24,35
	- донник 12 кг/га	кг	10,82	0,00	0,00	0,00	10,82
	- житняк 15 кг/га	кг	13,53	0,00	0,00	0,00	13,53
	- пырей 13,5 кг/га	кг	13,53	0,00	0,00	0,00	13,53
8	Общая стоимость работ (без НДС), в.т.ч.		291,8804	4,7105	20,3044	2,8552	264,0103

0261-01-00-ОВОС1

Лист

532

№п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Всего	Землепользователи			
				Земли в 63:21:1106003:46, 63:21:1106003:19, 63:21:1106003:15, 63:21:1106003:21, 63:21:1106003:12, 63:21:1106003:27, 63:21:1106005:43, ООО "БайТекс" Аренда	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ в 63:21:1106003 Земли Администрации Клявлинского района Самарской области	ЗЕМЛИ в 63:21:0000000 :19, ООО "БайТекс", Собственност ь	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 63:21:1106005, Земли Администрации Клявлинского района Самарской области
1	2	3	4	5	6	7	8
	- технический этап рекультивации	тыс. руб	35,8225	4,7105	20,3044	2,8552	7,9524
	- биологический этап рекультивации	тыс. руб	256,0580	0,0000	0,0000	0,0000	256,0580

Резан или №

Подп и дата

Или № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

533

Таблица 5.2.2 – Техничко-экономические рекультивации показатели нарушенных земель Камышлинского района Самарской области

№п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Всего	Землепользователи					
				ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 63:20:0402002, 63:20:0402003 Клявлинское лесничество Камышлинское участковое лесничество Камышлинского района Самарской области	Земли в 63:20:000000 0:469, Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли в 63:20:0402003:91, 63:20:0402003:92, 63:20:0402003:15, 63:20:0402003:32, 63:20:0402003:26, 63:20:0402003:45, 63:20:0402003:46, 63:20:0402003:62 63:20:0402003:90, входят в ЕЗ 63:20:0000000:41, 63:20:0501002:25, 63:20:0501002:24, 63:20:0501002:23, 63:20:0501002:22, 63:20:0501002:21, 63:20:0501002:20, 63:20:0501002:14, 63:20:0501002:97, 63:20:0502001:47, 63:20:0501002:10, 63:20:0501002:59, 63:20:0501002:60, 63:20:0501002:61, 63:20:0501002:62, 63:20:0501002:63, 63:20:0501002:66, 63:20:0501002:67, 63:20:0501002:68, 63:20:0501002:69, 63:20:0501002:70, 63:20:0501002:71, входят в ЕЗ 63:20:0000000:41, ООО "БайТекс" Аренда	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 63:20:0501002, 63:20:0502001 Земли Администрации Камышлинского района Самарской области	Земли в 63:20:0501002:110, 63:20:0000000:465 Собственность, Сельское поселение Новое Усманово муниципального района Камышлинский Самарской области	Земли в 63:20:0501002:103 входит в ЕЗ 63:20:0000000:60, ОДС 21 собственник Аренда, Гиниятов Ильшат Минасгатович с 24.03.2020 - 5 (пять) лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Общая площадь нарушаемых земель, в том числе:	га	11,1740	3,6771	0,2166	2,3074	0,3697	3,8164	0,7868
	- временный отвод	га	10,0772	2,6504	0,2156	2,2804	0,3695	3,7751	0,7862
	- постоянный отвод	га	1,0968	1,0267	0,001	0,027	0,0002	0,0413	0,0006
	- ранее отведённая	га	0,0000	0	0	0	0	0	0
2	Ширина полосы отвода по линейным объектам	м	15;28	15,0	15,0	15,0	28,0	28,0	28,0
3	Ширина полосы срезки по линейным объектам	м	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
4	Мощность срезки ПСП	м	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
5	Проектная площадь восстанавливаемых земель, из них:	га	10,0772	2,6504	0,2156	2,2804	0,3695	3,7751	0,7862
	- земли сельскохозяйственные	га	4,4897	0	0	0	0,1424	3,5611	0,7862
	- земли лесного фонда	га	2,866	2,6504	0,2156	0	0	0	0
	- земли промышленности	Га	1,6695	0	0	1,6695	0	0	0
	- водоохранная зона	га	1,052	0	0	0,6109	0,2271	0,214	0
6	Объемы земляных работ:				17				
	- срезка	м3	2504,16	0	0		186,12	1921,83	396,21
	- складирование ПСП	м3	2504,16	0	0		186,12	1921,83	396,21
	- нанесение ПСП	м3	2504,16	0	0		186,12	1921,83	396,21
	- грубая планировка	м2	8347,2	0	0		620,4	6406,1	1320,7
	- чистовая планировка	м2	100772	26504	2156	22804	3695	37751	7862
7	Потребность в материалах								
	- органич. удобрения	т	359	0,00	0,00	0	11	285	63
	- мин.удобрения, в.т.ч	ц	20,20	0,00	0,00	0,00	0,64	16,02	3,54
	- аммофос	ц	20,20	0,00	0,00	0,00	0,64	16,02	3,54
	- семена мног. трав, в т.ч. 27кг/га	кг	133	0,00	0,00	0,00	9,98	101,93	21,23
	- донник 8 кг/га	кг	59	0,00	0,00	0,00	4,43	45,30	9,43
	- житняк 10кг/га	кг	74	0,00	0,00	0,00	5,54	56,63	11,79
	- пырей 9 кг/га	кг	67	0,00	0,00	0,00	4,99	50,96	10,61
8	Общая стоимость работ (без НДС), в.т.ч.		1044,9997	11,9377	0,7032	7,4910	33,1940	812,4801	179,19
	- технический этап рекультивации	тыс. руб	36,2764	11,9377	0,7032	7,49	1,20	12,39	2,55
	- биологический этап рекультивации	тыс. руб	1008,7233	0,0000	0,0000	0,0000	31,9937	800,0901	176,6395

Таблица 5.2.3 – Техничко-экономические рекультивации показатели нарушенных земель Северного района Оренбургской области

№п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Всего	Землепользователи								
				ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1617008, Земли Администрации Северного района Оренбургской области	Земли в 56:28:1617008:12, Собственность, ООО "БайТекс"	Земли в 56:28:1617008:13, Собственность, Зарипов Ильгиз Талгатович	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1617021, 56:28:1619003, 56:28:1619005, 56:28:1619007, 56:28:1619010, 56:28:1619009, 56:28:1619008, 56:28:1617013 Земли Администрации Северного района Оренбургской области	Земли в 56:28:1617021:2, 56:28:1619005:63, 56:28:1619005:61, 56:28:1619010:104, 56:28:1619010:102, 56:28:1619010:103, 56:28:0000000:2602, 56:28:1619009:54, 56:28:0000000:2590, 56:28:0000000:2601, 56:28:0000000:2589, 56:28:1619010:316 56:28:1619010:105, 56:28:1619003:25, 56:28:0000000:2728, 56:28:1619009:58, 56:28:1619005:73, 56:28:1619009:73, 56:28:1619009:65 Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли в 56:28:1617009:7, 56:28:1617013:4, 56:28:1617013:8, Земли Администрации Северного района Оренбургской области	Земли в 56:28:1617028:5, 56:28:1617009:9, 56:28:1617009:10 56:28:0000000:8 56:28:1617009:4, 56:28:1617013:3 ООО "БайТекс", Аренда	Земли в 56:28:1619004:11, 56:28:1619005:59, 56:28:1619005:57, 56:28:0000000:2476, 56:28:0000000:2461, 56:28:1619005:60, 56:28:0000000:2479, 56:28:0000000:2481, 56:28:0000000:2457, 56:28:1619010:49, 56:28:1619010:55, 56:28:1619010:54, 56:28:1619010:51, 56:28:1619010:53, 56:28:1619010:48, 56:28:1619010:52, 56:28:0000000:2503, 56:28:0000000:2485, 56:28:0000000:2459, 56:28:0000000:2458, 56:28:1619009:49, 56:28:0000000:2477, 56:28:1619009:53, 56:28:1619009:74, 56:28:0000000:2478, 56:28:0000000:2480, 56:28:1619009:48, 56:28:1619009:51, 56:28:1619009:52, 56:28:1619008:31, 56:28:0000000:2484, 56:28:1619008:29, 56:28:1619008:28, 56:28:0000000:2486, Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли 56:28:1617013:5 в Собственность, Хуснудинов Ильдар Ирикович
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Общая площадь нарушаемых земель, в том числе:	га	136,9413	0,0380	0,0010	1,3087	33,2768	13,5995	2,2387	17,3391	67,7101	1,4294
	временный отвод	га	102,1401	0,0379	0,0010	1,3081	27,6211	10,8677	2,1361	16,5115	42,2283	1,4284
	постоянный отвод	га	34,8012	0,0001	0,0000	0,0006	5,6557	2,7318	0,1026	0,8276	25,4818	0,0010
	ранее отведенная	га	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ширина полосы отвода по линейным объектам	м	15;28	28	28	28	15	15	28	28	15	28
3	Ширина полосы срезки по линейным объектам	м	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
4	Мощность срезки ПСП	м	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
5	Проектная площадь восстанавливаемых земель, из них:	га	102,1401	0,0379	0,001	1,3081	27,6211	10,8677	2,1361	16,5115	42,2283	1,4284
	- земли лесного фонда	га	80,0222	0	0	0	27,1457	10,8677	0	0	42,0088	0
	- земли промышленности	га	16,4012	0	0,001	0	0	0	0	16,4002	0	0
	- земли сельскохозяйственные	га	4,9105	0,0379	0	1,3081	0	0	2,1361	0	0	1,4284
6	- водоохранная зона	га	0,8062	0	0	0	0,4754	0	0	0,1113	0,2195	0
	Объемы земляных работ:							0				
	- срезка	м3	2526,16	19,18	0	658,47	0	0	1128	5822,36	0	720,51
	- складирование ПСП	м3	2526,16	19,18	0	658,47	0	0	1128	5822,36	0	720,51
	- нанесение ПСП	м3	2526,16	19,18	0	658,47	0	0	1128	5822,36	0	720,51
	- грубая планировка	м2	8420,52	63,92	0	2194,9	0	0	3995	29111,8	0	2180,8
7	- чистовая планировка	м2	1021401	379	10	13081	276211	108677	21361	165115	422283	14284
	Потребность в материалах							0,000				
	- мин.удобрения, в.т.ч	ц	589,3	4,548	0,000	156,972	0,000	0,000	256,332	0,000	0,000	171,408
	- аммофос 1ц/га	ц	9,8	0,076	0,000	2,616	0,000	0,000	4,272	0,000	0,000	2,857

№п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Всего	Землепользователи								
				ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1617008, Земли Администрации Северного района Оренбургской области	Земли в 56:28:1617008:12, Собственность, ООО "БайТекс"	Земли в 56:28:1617008:13, Собственность, Зарипов Ильгиз Талгатович	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1617021, 56:28:1619003, 56:28:1619005, 56:28:1619007, 56:28:1619010, 56:28:1619009, 56:28:1619008, 56:28:1617013 Земли Администрации Северного района Оренбургской области	Земли в 56:28:1617021:2, 56:28:1619005:63, 56:28:1619005:61, 56:28:1619010:104, 56:28:1619010:102, 56:28:1619010:103, 56:28:0000000:2602, 56:28:1619009:54, 56:28:0000000:2590, 56:28:0000000:2601, 56:28:0000000:2589, 56:28:1619010:316, 56:28:1619010:105, 56:28:1619003:25, 56:28:0000000:2728, 56:28:1619009:58, 56:28:1619009:59, 56:28:1619005:73, 56:28:1619009:73, 56:28:1619009:65 Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "БайТекс"	Земли в 56:28:1617009:7, 56:28:1617013:4, 56:28:1617013:8, Земли Администрации Северного района Оренбургской области	. Земли в 56:28:1617028:5, 56:28:1617009:9, 56:28:1617009:10, 56:28:0000000:8, 56:28:1617009:4, 56:28:1617013:3 ООО "БайТекс", Аренда	Земли в 56:28:1619004:11, 56:28:1619005:59, 56:28:1619005:57, 56:28:0000000:2476, 56:28:0000000:2461, 56:28:1619005:60, 56:28:0000000:2479, 56:28:0000000:2481, 56:28:0000000:2457, 56:28:1619010:49, 56:28:1619010:55, 56:28:1619010:54, 56:28:1619010:51, 56:28:1619010:53, 56:28:1619010:48, 56:28:1619010:52, 56:28:0000000:2503, 56:28:0000000:2485, 56:28:0000000:2459, 56:28:0000000:2458, 56:28:1619009:49, 56:28:0000000:2477, 56:28:1619009:53, 56:28:1619009:74, 56:28:0000000:2478, 56:28:0000000:2480, 56:28:1619009:48, 56:28:1619009:51, 56:28:1619009:52, 56:28:1619008:31, 56:28:0000000:2484, 56:28:1619008:29, 56:28:1619008:28, 56:28:0000000:2486, Собственность, Российская Федерация Аренда, ООО "Байтуган Сервис" Аренда, ООО "БайТекс"	Земли 56:28:1617013:5 в Собственность, Хуснудинов Ильдар Ирикович
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	- селитра аммиачная, 2ц/га	т	9,8	0,076	0,000	2,616	0,000	0,000	4,272	0,000	0,000	2,857
	- семена многолетних трав, в т.ч. 28кг/га	кг	137,5	1,061	0,000	36,627	0,000	0,000	59,811	0,000	0,000	39,995
	- кострец 10 кг/га	кг	39,3	0,303	0,000	10,465	0,000	0,000	17,089	0,000	0,000	11,427
	- люцерна 8 кг/га	кг	49,1	0,379	0,000	13,081	0,000	0,000	21,361	0,000	0,000	14,284
	- житняк 10 кг/га	кг	49,1	0,379	0,000	13,081	0,000	0,000	21,361	0,000	0,000	14,284
8	Общая стоимость работ (без НДС), в.т.ч.	тыс. руб	2302,4351	13,8601	0,0045	478,3631	149,9453	61,2793	728,7464	78,1300	305,1017	487,0046
	технический этап рекультивации	тыс. руб	617,0575	0,1712	0,0045	5,8970	149,9453	61,2793	10,0876	78,1300	305,1017	6,4409
	биологический этап рекультивации	тыс. руб	1685,3776	13,6889	0,0000	472,4661	0,000	0,000	718,6588	0,0000	0,000	480,5638

5.3 Мероприятия по рациональному использованию и охране вод и водных биоресурсов на пересекаемых линейным объектом реках и иных водных объектах

Проектными решениями предусматривается переход проектируемых нефтеколлекторов от АГЗУ-11 до УПН, от УЗ-35 до УПН и от УЗ-5 до УПН через р. Мокрый Якшигул, ручей без названия и АГЗУ-22 до ДНС-2 пересекает ручей без названия. Пересечение водных объектов осуществляется надземным методом на опорах. Работы осуществляются в пределах водоохраной зоны водного объекта.

В рамках настоящего проекта проведена оценка воздействия проектируемых работ на водные биологические ресурсы и определён размер ущерба от намечаемой деятельности.

Для снижения негативного воздействия на водные объекты проектных работ, проводимых в пределах водоохраной зоны, настоящим проектом предусматриваются следующие мероприятия:

Период строительства:

- допуск к работе исправной автотранспортной техники, исключающей потери ГСМ;
- техническое обслуживание, ремонт и мойка автотранспортных средств осуществляется на базе подрядной строительной организации;
- во время строительства водных переходов через р. Мокрый Якшигул, руч.б/н для переправы на другой берег используются существующие дороги через водные объекты расположенные на расстоянии 30-50 м от участка строительства;
- стоянка строительной техники предусмотрена на территории строительного городка, расположенной за пределами водоохранных зон водных объектов;
- хранение технологического оборудования предусмотрено на базе материально-технического снабжения ООО «БайТекс», расположенного в 80 км от Байтуганского месторождения;
- предусмотрено упорядоченное складирование и транспортировка сыпучих и жидких материалов, исключающее их просыпь и проливы
- во время дождя строительные работы не проводятся;
- монтаж оборудования предусматривается методом «с колёс»;
- исключается сброс сточных вод на рельеф. Организован сбор хозяйственно-бытовых сточных вод в временный выгребной колодец, расположенный на площадке временной базы строителей за пределами водоохраной зоны поверхностных водотоков. Последующая откачка и вывоз хозяйственно-бытовых сточных вод осуществляется по договору с МУП МО «город Бугуруслан» «Специальное автомобильное хозяйство» (см. Приложение Э Раздела ОВОС2.2). Предусмотрен сбор и откачка производственно-дождевых и талых вод, образующихся на площадке строительства. Согласно ТУ ООО «БайТекс», вывоз дождевых сточных вод предусмотрен на площадку УПН Байтуганского месторождения с дальнейшим использованием в технологическом процессе (см. Приложение Б Раздела ОВОС2.1). Гидравлическое испытание трубопроводов на прочность и герметичность проводится с многократным использованием воды и дальнейшим удалением на площадку УПН Байтуганского месторождения;
- организация заправки строительной техники с ограниченной подвижностью с топливозаправщика, на площадке с твердым покрытием, удаленной от водных объектов и с использованием устройств, предотвращающих розлив нефтепродуктов;
- исключение забора воды из поверхностных водных источников;
- своевременная уборка территории от строительного мусора по окончании проведения работ. Для сбора отходов, образующихся при проведении строительных работ,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							537

оборудована специальная площадка с твёрдым покрытием, расположенная на территории строительного городка, за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков. По мере накопления отходы вывозятся по договорам со специализированными организациями;

- складирование снятого плодородного слоя почвы и минерального грунта от разработки траншей и котлованов предусмотрено за пределами водоохранной зоны;
- исключены работы по внесению минеральных удобрений в пределах водоохранной зоны на этапе биологической рекультивации нарушенных земель;
- ограничен период ведения строительных работ в границах водоохранной зоны. Строительство надземных водных переходов ограничиваются в нерестовый период с 15 апреля по 15 июня на водных объектах Оренбургской области и с 20 апреля по 10 июня на водных объектах Самарской области.

Период эксплуатации проектируемых объектов:

- обеспечение герметичности систем сбора и транспорта;
- применение подземного трубопровода, стойкого к коррозионному воздействию агрессивных сред;
- переход нефтегазосборных трубопроводов согласно СП 284.1325800.2016 предусмотрен в виде воздушного перехода в футляре. Переход запроектирован надземным способом на порталных опорах, выполненных из металлического профиля и труб. Надземные участки запроектированы из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ТУ 14-161-148-94 из стали 20С;
- на обоих концах перехода нефтегазосборных трубопроводов через естественные водные преграды предусмотрены запорные арматуры с электроприводом. Время закрытия арматуры не превышает 60 секунд. Площадки узлов запорной арматуры выполнены из щебня, толщиной 150мм по утрамбованному основанию, с устройством по периметру щебеночной отмотки шириной 600 мм. Для защиты от повреждений дикими животными и незаконного проникновения посторонних лиц, по периметру площадки предусмотрено ограждение, высотой 2м. Каркас ограждения – труба диаметром 89мм. Каркас приваривается к опорной раме из трубы 159мм. Опорная рама устанавливается в траншею шириной 400мм и засыпается непучинистым уплотненным грунтом. По верху ограждения предусмотрен спиральный барьер «ЕГОЗА» (см. Раздел 0261-01-00-ИЛО4);
- предусмотрен сбор производственно-дождевых и талых сточных вод с технологических площадок добывающих скважин, площадки входной гребенки, площадок МКПУ очистных устройств, расположенных на УПН Байтуганского месторождения;
- Периодический обход, приборное техническое обследование. При обходе надземных участков трубопроводов должны выявляться утечки нефти, наличие вибрации, сплющивания, недопустимого прогиба нефтепровода, просадки, изгиба и повреждения опор, состояние отключающих устройств и изолирующих фланцевых соединений. При обходе подземных участков нефтепровода должны выявляться утечки газа на трассе по приборам, газоанализаторам выявления, просадки, оползни, обрушения и эрозии грунта, размывы нефтепровода паводковыми или дождевыми водами.
- Техническое диагностирование проектируемого нефтепровода проводить по истечению 15 лет эксплуатации. Целью диагностирования является определение технического состояния трубопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации. Досрочное диагностирование трубопровода проводить в случаях аварий, вызванных потерей прочности (разрывом) сварных стыков.

Резерв	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
538

строительства. Согласно ТУ ООО «БайТекс», вывоз дождевых сточных вод предусмотрен на площадку УПН Байтуганского месторождения с дальнейшим использованием в технологическом процессе (см. Приложение Б Раздела ОВОС2.1). Гидравлическое испытание трубопроводов на прочность и герметичность проводится с многократным использованием воды и дальнейшим удалением на площадку УПН Байтуганского месторождения;

- стоянка строительной техники за пределами зон санитарной охраны, на территории строительного городка;
- заправка строительной техники проводится на специальной площадке топливозаправщика, расположенной за пределами зон ЗСО скв. № 16, 17;
- для сбора отходов, образующихся при проведении строительных работ, оборудована специальная площадка, расположенная на территории строительного городка. По мере накопления отходы вывозятся по договорам со спец.организациями.

При эксплуатации проектируемых объектов:

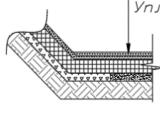
1. Обеспечение герметизации систем сбора и транспорта;
2. Все надземные металлоконструкции покрыты эмалью ПФ 115 ГОСТ 926-82 – 2 слоя по 1 слою грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-82* в соответствии с приложением 15 СНиП 2.03.11-85;
3. Применение подземных емкостей и трубопроводов заводской готовности, стойких к коррозионному и абразивному воздействию агрессивных жидких сред. Покрытие подземных емкостей и трубопроводов изоляционными материалами (изоляционные ленты, минераловата, битумно-латексная (битумно-полимерная) мастика 2 слоя, по битумной грунтовке);
4. Использование минимально-необходимое количество фланцевых соединений;
5. Для защиты монолитных и сборных ж/б конструкций от коррозии применять бетон марки В15, по морозостойкости F150, по водопроницаемости для фундаментов в высверленных котлованах W6.
6. Техническое диагностирование проектируемых нефтепроводов проводить по истечению 15 лет эксплуатации. Целью диагностирования является определение технического состояния трубопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации. Техническое диагностирование аппаратов производится после истечения срока службы установленного заводом изготовителем. Досрочное диагностирование аппаратов и трубопроводов проводить в случаях аварий, вызванных потерей прочности (разрывом) сварных стыков;
7. Сбор производственно-дождевых и талых вод с площадок входной гребенки ГР-1, МКПУ очистных устройств на нефтегазосборном трубопроводе АГЗУ-11-УПН и нефтегазосборном трубопроводе УЗ №35-УПН;
8. Экологический контроль.

В настоящее время контроль за состоянием подземных вод скважин №№ 16, 17 Ново-Усмановского водозабора осуществляется согласно «Программе по организации и ведению мониторинга геологической среды и состояния недр Байтуганского месторождения». Полевые и лабораторные работы выполняет аккредитованная лаборатория ООО «Мониторресурсы» (аттестат аккредитации № ААС.А00374, действующей до 16.09.2026 г.) по договору подряда с ООО «БайТекс». Периодичность отбора 1 раз в квартал. Перечень компонентов на полный химический анализ включает: органолептические свойства (запах, привкус, цветность), нефтепродукты, сухой остаток, рН, взвешенные вещества, жёсткость общая, хлориды, гидрокарбонаты, карбонаты, сульфаты, кальций, магний, натрий +калий, нитраты, аммоний-ион, нитриты, железо общее, фенольный индекс, перманганатная окисляемость, марганец, медь, цинк, свинец, ПАВ, ХПК, санитарно-микробиологические показатели (ОМЧ, ОКБ, ТКБ), осуществляется контроль радиационной безопасности воды.

Результат	В настоящее время контроль за состоянием подземных вод скважин №№ 16, 17 Ново-Усмановского водозабора осуществляется согласно «Программе по организации и ведению мониторинга геологической среды и состояния недр Байтуганского месторождения». Полевые и лабораторные работы выполняет аккредитованная лаборатория ООО «Мониторресурсы» (аттестат аккредитации № ААС.А00374, действующей до 16.09.2026 г.) по договору подряда с ООО «БайТекс». Периодичность отбора 1 раз в квартал. Перечень компонентов на полный химический анализ включает: органолептические свойства (запах, привкус, цветность), нефтепродукты, сухой остаток, рН, взвешенные вещества, жёсткость общая, хлориды, гидрокарбонаты, карбонаты, сульфаты, кальций, магний, натрий +калий, нитраты, аммоний-ион, нитриты, железо общее, фенольный индекс, перманганатная окисляемость, марганец, медь, цинк, свинец, ПАВ, ХПК, санитарно-микробиологические показатели (ОМЧ, ОКБ, ТКБ), осуществляется контроль радиационной безопасности воды.							
Подпись и дата								
Имя, №, подпись								
							0261-01-00-ОВОС1	Лист
								540
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Специальные проектные решения по предотвращению загрязнения подземных вод хозяйственно-питьевого водозабора с поверхности разработаны в подразделе 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения» (0261-01-00-ИЛО4), подразделе 5, часть 3 «Система водоотведения» (0261-01-00-ИЛО5-03), в разделе 0261-01-00-ПОС и представлены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1 – Перечень специальных проектных решений по защите водоносного горизонта от загрязнения с поверхности

Название объекта	Нарушение режима II пояса ЗСО, м	Нарушение режима III пояса ЗСО, м	Специальные проектные решения	Раздел ПД
Участок Нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11 до УПН (ПК56+57,6 – ПК61+83,6)	262 м на СВ	512 м на СВ	Устройство «<u>глиняного замка</u>» в основании траншеи. <u>Глиняный замок</u> — это слой из хорошо промятой и тщательно уплотненной глины. Именно только такая (мятая и утрамбованная) глина является водоупорной, что обеспечит, защиту водоносного горизонта от загрязнения с поверхности в случае вероятной аварийной ситуации. Конструкция «глиняного замка» укладывается последовательно на уплотненный грунт. Первый слой песчано-гравийная смесь толщиной 100мм, далее идет слой глиняного замка (жирная мятая глина толщиной 200мм), последний слой из щебня фр. 20-40 мм толщиной 100мм.  Щебень фракц. 20–40 мм ГОСТ 8267–93*, б=100 мм Противофильтрационный глиняный замок жирная мятая глина, б=200 мм Песчано–гравийная смесь ГОСТ 23735–79*, б=100 мм Уплотненный грунт	0261-01-00-ПОС, п. 7.7
Камера приема МКПУ очистных устройств DN 150 на нефтегазосборном трубопроводе АГЗУ-11-УПН, установленная на УПН	108 м на СВ		Габарит площадки – 5.8x4.0 м. Покрытие площадки бетон В15 толщиной 150 мм по уплотненному щебню толщиной 150 мм. По периметру площадка оборудована бортовым камнем. Для приема стоков предусмотрено устройство дождеприемника из трубы Ø530x9 по ГОСТ 10704-91. Под трубопроводы предусмотрены	0261-01-00-ИЛО4, п. 7 0261-01-00-ИЛО5-03, п. 2

0261-01-00-ОВОС1

Лист

541

Байтуганского месторождения			стойки из трубы Ø114x5 мм по ГОСТ 10704-91 установленной в тело бетонного фундамента в высверленном котловане. Марка бетона В15 F150 W6, глубина заложения – 1.8 м; диаметр – 400 мм.	
Участок нефтегазосборного трубопровода от УЗ №5 до УПН (ПК57+45,25-ПК62+19,7)	110 м на С	324 м на С	Устройство « <u>глиняного замка</u> » в основании траншеи Конструкция «глиняного замка» укладывается последовательно на уплотненный грунт. Первый слой песчано-гравийная смесь толщиной 100мм, далее идет слой глиняного замка (жирная мятая глина толщиной 200мм), последний слой из щебня фр. 20-40 мм толщиной 200мм	0261-01-00-ПОС, п. 7.7
Участок нефтегазосборного трубопровода от УЗ-35 до УПН (ПК57+32,5 – ПК60+91,70)	216 м на СВ	501 м на СВ	Устройство « <u>глиняного замка</u> » в основании траншеи из хорошо промятой и тщательно уплотненной глины. Конструкция «глиняного замка» укладывается последовательно на уплотненный грунт. Первый слой песчано-гравийная смесь толщиной 100мм, далее идет слой глиняного замка (жирная мятая глина толщиной 200мм), последний слой из щебня фр. 20-40 мм толщиной 200мм	0261-01-00-ПОС, п. 7.7
Камера приема МКПУ очистных устройств DN 150 на нефтегазосборном трубопроводе УЗ №35-УПН, установленная на УПН Байтуганского месторождения	101 м на СВ		Габарит площадки – 5.8x4.0 м. Покрытие площадки бетон В15 толщиной 150 мм по уплотненному щебню толщиной 150 мм. По периметру площадка оборудована бортовым камнем. Для приема стоков предусмотрено устройство дождеприемника из трубы Ø530x9 по ГОСТ 10704-91. Под трубопроводы предусмотрены стойки из трубы Ø114x5 мм по ГОСТ 10704-91 установленной в тело бетонного фундамента в высверленном котловане. Марка бетона В15 F150 W6, глубина заложения – 1.8 м; диаметр – 400 мм.	0261-01-00-ИЛО4, п. 7 0261-01-00-ИЛО5-03, п. 2
Площадка входной гребенки ГР-1	99 м на С		Площадка входной гребенки ГР-1 размером 6,0x6,0 м выполнена с покрытием из монолитного бетона толщиной 100 мм по основанию из щебня толщиной	0261-01-00-ИЛО4, п. 7 0261-01-00-ИЛО5-03, п. 2

Резонанс №

Подм и дмтл

Изм № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

542

			150 мм и утрамбованному непучинистому грунту, с устройством по периметру бетонной отмостки шириной 600 мм. По периметру площадка обрамлена бортовым камнем БР 100.30.15 ГОСТ 6665-91. Отвод производственно-дождевых стоков предусмотрен по системе самотечных трубопроводов в проектируемую канализационную емкость объемом по 5 м³, выполненную из сборных железобетонных элементов по ГОСТ 8020-90. Канализационная емкость оборудована гидрозатвором высотой 0,25 м, вентиляционной трубой. Для обеспечения взрывопожаробезопасности на вентиляционном патрубке устанавливается огнепреградитель ОП 100. Водонепроницаемость емкости объемом 5 м³ достигается путем покрытия внутренних и наружных поверхностей: – мастика битумная гидроизоляционная – 2 слоя; – горячий битум – 1 слой. Днище канализационной емкости выполнено из бетонной плиты ПН 15 (бетон кл.В10, толщиной 80 мм), с битумной гидроизоляцией, уложенной на слой ПГС 100 мм, по уплотненному грунту. Снаружи предусмотрена обмазка мятой глиной слоем толщиной 200 мм. Контроль за наполнением канализационной емкости осуществляется визуально, путем погружения в емкость щупа (метроштока). (см. графическую часть 0261-01-00-ИЛО5-03, Лист 46).	

На этапе проектирования было получено Гидрогеологическое заключение об отсутствии ухудшения качества питьевой воды на Ново-Усмановском питьевом водозаборе Камышлинского района Самарской области, выдано Росгеология АО «Компания вотемиро» №04/271 от 31.05.2022г.(см. Приложение Д в 0261-01-00-ОВОС2.1).

Рез. и.м. №	
Подп. и.д.м.п.	
И.м. № и.д.м.п.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

543

Перечень мероприятий по защите водоносного горизонта от загрязнения представлен в п. 5.16 данной книги. Согласно гидрогеологического заключения: *«партия мониторинга, осуществляющая государственный мониторинг геологической среды в Оренбургской области, считает, что при выполнении в полном объеме всего комплекса природоохранных мероприятий в части охраны подземных вод от загрязнения, запроектированных при строительстве трубопроводов, существенного влияния при их эксплуатации на качество подземных вод водоносного верхнеказанского комплекса Ново-Усмановского месторождения не ожидается»*.

Санитарно-эпидемиологическое заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Самарской области» от 19.07.2022 г. № 13127 о **соответствии предусмотренных специальных мероприятий** по защите подземных вод от загрязнения, государственным санитарным нормам и правилам: СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения», СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» представлено в Приложении Д Раздела 0261-01-00-ОВОС2.1.

5.5 Мероприятия, направленные на снижение (минимизацию) воздействия отходов производства и потребления на компоненты окружающей среды

В рамках настоящего проекта предусмотрены мероприятия, направленные на снижение (минимизацию) воздействия отходов производства и потребления, образующихся в период строительства и период эксплуатации проектируемых объектов, на компоненты окружающей среды.

Период строительства

Воздействие отходов хозяйственной и производственной деятельности в период проведения строительных работ на окружающую среду обусловлено:

- количественными и качественными характеристиками образующихся отходов (количество образования, класс опасности, свойства отходов);
- условиями сбора и накопления отходов на участке проведения работ;
- условиями транспортировки отходов к местам захоронения (размещения), утилизации специализированным организациям.

Природопользователь, в данном случае на период проведения работ – Подрядная строительная организация, в соответствии с Законом Российской Федерации «Об отходах производства и потребления» и природоохранными нормативными документами РФ ведет учет наличия, образования, использования всех видов отходов производства и потребления. Деятельность природопользователя должна быть направлена на сведение к минимуму образования отходов, не подлежащих дальнейшей переработке и утилизации, а также поиском потребителей, для которых данные виды отходов являются сырьевыми ресурсами. Учету подлежат все виды отходов.

Ответственным за сбор, временное накопление, отгрузку и вывоз отходов на захоронение и утилизацию в период проведения строительных работ является подрядная строительная организация.

Подрядчик назначает приказами ответственных за соблюдение природоохранного законодательства, за сбор, накопление и сдачу отходов.

Решение №	усть налив, образования, использования всех видов отходов производства и потребления. Деятельность природопользователя должна быть направлена на сведение к минимуму образования отходов, не подлежащих дальнейшей переработке и утилизации, а также поиском потребителей, для которых данные виды отходов являются сырьевыми ресурсами. Учету подлежат все виды отходов.							
	Ответственным за сбор, временное накопление, отгрузку и вывоз отходов на захоронение и утилизацию в период проведения строительных работ является подрядная строительная организация.							
Подп и дата	Подрядчик назначает приказами ответственных за соблюдение природоохранного законодательства, за сбор, накопление и сдачу отходов.							
Име № подл							0261-01-00-ОВОС I	Лист
								544
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В рамках настоящего проекта снижение неблагоприятного воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления образующихся в период строительства, осуществляется за счет:

1. Снижение объема образования отходов производства и потребления. В настоящем проекте для строительства нефтепроводов и водоводов предусмотрены трубопроводы, с двухслойной наружной изоляцией заводского изготовления "весьма усиленного" типа на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-005-11928001-09. Данное решение исключает проведение работ по изоляции «тела» трубопровода с использованием материалов в виде изоляционных полиметных лент, а следовательно, снижению образования отхода пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные (код по ФККО 4 34 110 02 29 5). Изоляции подлежат только сварные стыки трубопроводов;

2. Вторичное использование отходов, образующихся в период строительства. В процессе ведения строительных работ образуются практически неопасные отходы (V класс опасности): отходы строительного щебня незагрязненные (код по ФККО 8 1 9 1 00 0 3 21 5), отходы песчано-гравийной смеси незагрязненные (код по ФККО 8 21 511 11 40 5), отходы песка незагрязненные (код по ФККО 8 19 100 01 49 5), лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код по ФККО 8 22 201 01 21 5). Настоящим проектом рекомендуется вторичное использование данных отходов для устройства площадок скважин, отсыпки слоя под бетонные основания площадок камер приема/запуска очистных устройств, площадки водозаборной скважины. Предварительно, в соответствии с требованиями ст. 14 ФЗ от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. от 14.07.2022 г.) «Об отходах производства и потребления» необходимо подтвердить соответствующий класс опасности согласно Приказу Минприроды России от 08.12.2020 № 1027;

3. Безопасное накопление отходов производства и потребления на площадке временного строительного городка, в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РФ и требованиями экологической и пожарной безопасности, оборудованной: гидроизоляционным покрытием (бетонное основание), накопительными промаркированными (в соответствии с видом и классом опасности отхода) емкостями (контейнерами), противопожарным оборудованием.

Площадка накопления отходов имеет твердое покрытие, ограждена, защищена от солнечных лучей, атмосферных осадков, укомплектована противопожарным инвентарем.

В зависимости от технологической и физико-химической характеристики, настоящим проектом предусмотрено накопление отходов:

- в герметичных металлических контейнерах с крышкой ($V=0,7 \text{ м}^3$);
- на открытой водонепроницаемой площадке с навесом.

Рекомендуется приёмные контейнеры маркировать в зависимости класса опасности отхода и подрядной организации, выполняющей сбор отходов согласно заключенным договорам, с указанием вида отхода собираемого в контейнер.

4. Привлечение лицензированных предприятий для обезвреживания, утилизации и размещения отходов. Транспортировка, размещение, утилизация и обезвреживание отходов, образующихся в период демонтажных работ и период строительства проектируемых объектов осуществляется в соответствии с договорами, заключенным с организациями, имеющими лицензии на обращение с отходами I-IV классов опасности. Учитывая объем образования отходов производства и потребления в период демонтажных работ и период строительства, максимальная периодичность вывоза отходов составляет 1 раз в 3 дня. Накопление отходов осуществляется на территории строительного городка не более 11 месяцев.

5. Предупреждение рассеивания отходов и их потерь в процессе перегрузки, транспортировки и промежуточного складирования. Площадка для накопления отходов имеет подъездные пути, удобные для маневрирования транспорта и проведения погрузочно-

Изм. №	Подп. и дата	Рез. или №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1				545

разгрузочных работ. В договорах с подрядными организациями, осуществляющими транспортировку отходов, оговорены все условия передачи отхода.

Порядок транспортировки отходов

Транспортировка отходов производится транспортом подрядной организации. Все виды работ, связанные с загрузкой, транспортированием и разгрузкой отходов должны быть механизированы и герметизированы. Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнение окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Условия транспортировки отходов определяются классом опасности (токсичности) отходов, агрегатным состоянием, способом упаковки.

Транспортировка твердых отходов III класса опасности разрешается в бумажных мешках и ларях, хлопчатобумажных мешках, текстильных мешках в специальных транспортных средствах.

Транспортировка твердых отходов производства IV, V классов опасности разрешается без упаковки в специальных транспортных средствах, предназначенных для этих целей.

Транспортирование мелкодисперсных, сыпучих, летучих отходов в открытом виде (навалом) на открытых транспортных средствах без тары или применения средств пылеподавления не допускается.

Ответственность за безопасность загрузки, транспортирование и разгрузки отходов лежит на подрядных организациях, осуществляющих вывоз отходов с территории строительного городка в соответствии с договором.

6. Применения технологий минимизации и снижения опасности образующихся отходов. В процессе строительства образуются отходы III класса опасности (опасные отходы). В соответствии с требованиями ст. 14 ФЗ от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. от 14.07.2022 г.) на отходы составляется паспорт согласно требованиям Приказа Минприроды России от 08.12.2020 г. № 1026.

При безаварийном режиме ведения СМР, в результате гидроизоляционных работ образуются отходы битума нефтяного строительного в количестве 0,204 т за весь период строительства. Для сбора данного отхода предусмотрен герметичный металлический контейнер с крышкой, установленный на открытой бетонной площадке. По мере накопления, вывоз отхода битума нефтяного строительного осуществляется подрядной организацией ООО "Современные Экологические Технологии" (ООО «СовЭкоТех»), согласно договору № 19112 от 20.03.2020 года (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.2).

Согласно лицензии № 63-00175 от 10.09.2013 г (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.2), ООО «СовЭкоТех» осуществляет обезвреживание отходов III и IV классов опасности. Технологическая площадка обезвреживания отходов ($S=200 \text{ м}^2$) находится по адресу: Самарская область, г. Кинель, пос. Алексеевка, промзона, юго-западная часть. Деятельность по обезвреживанию отходов соответствует гигиеническим требованиям СанПиН 2.1.3684-21, о чем свидетельствует санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.001540.12.12 от 19.12.2012 г. (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.2).

В случае возникновения аварийной ситуации (при разливе ГСМ), образуются отходы III класса опасности: песок и грунт, загрязнённые нефтепродуктами, с содержанием нефтепродуктов 15% и более, общим объемом $0,6155 \text{ м}^3$. Образующиеся отходы складываются в металлический контейнер с крышкой ($V=0,7 \text{ м}^3$), установленный на бетонной площадке строительного городка, с дальнейшим вывозом на обезвреживание согласно договору с ООО «СовЭкоТех» № 19112 от 20.03.2020 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							546

Согласно лицензии № 63-00175 от 10.09.2013 г (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.2), ООО «СовЭкоТех» осуществляет обезвреживание отходов III и IV классов опасности. Технологическая площадка обезвреживания отходов ($S=200 \text{ м}^2$) находится по адресу: Самарская область, г. Кинель, пос. Алексеевка, промзона, юго-западная часть. Деятельность по обезвреживанию отходов соответствует гигиеническим требованиям СанПиН 2.1.3684-21, о чем свидетельствует санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.001540.12.12 от 19.12.2012 г. (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.2).

Периодичность вывоза отходов определяется в договоре на транспортировку и составляет не менее 1 раза в 11 месяцев.

2. Предупреждение рассеивания отходов и их потерь в процессе перегрузки, транспортировки. Ответственность за безопасность загрузки, транспортирование и разгрузки отходов лежит на ООО «СовЭкоТех», осуществляющей вывоз отходов с территории предприятия в соответствии с договором. Все виды работ, связанные с загрузкой, транспортированием и разгрузкой отходов механизированы и герметичны.

В соответствии с требованиями ст. 14 ФЗ от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. от 14.07.2022 г.) на отходы составляется паспорт согласно требованиям Приказа Минприроды России от 08.12.2020 г. № 1026.

При получении документов о передаче отходов на транспортировку, обезвреживание (акт приема-передачи отходов) от ООО «СовЭкоТех» их оригиналы передаются в бухгалтерию ООО "БайТекс". Копия акта приема-передачи отходов, в обязательном порядке передается ответственному лицу, назначенному приказом (распоряжением) руководителя предприятия для приложения к годовой статистической отчетности по форме 2-ТП (отходы) в качестве документа, подтверждающего фактическую передачу отходов на обезвреживание.

Транспортировка отходов должна осуществляться при следующих условиях:

- наличие паспорта отходов III-IV класса опасности;
- наличие специально оборудованных и снабженных специальными знаками транспортных средств;
- соблюдение требований безопасности к транспортированию отходов на транспортных средствах.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ передача отходов на размещение в несанкционированных местах, а также предприятиям, не имеющим лицензию на выполнение соответствующих работ.

3. Обеспечение пожарной безопасности при обращении с отходами. Основным загрязняющим элементом образующихся отходов IV и III класса опасности являются нефтепродукты. Опасные свойства отходов, содержащих нефтепродукты - пожароопасность. Согласно разделу 0261-01-00-ГОЧС, к локализации и ликвидации аварий на Байтуганском месторождении привлекается АСФ ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС». К локализации и ликвидации аварий привлекаются боевые расчеты ПЧ № 5 ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС» (свидетельство № 16/2-2-267 от 29.06.2016 г.) на основании договора от 29.06.2016 г. № 16033, который ежегодно пролонгируется. Силы и средства, привлекаемые для ликвидации аварии, прибывают на место аварии на своем транспорте и принимают участие в ликвидации. Время локализации на суше 6 часов.

5.6 Мероприятия по предотвращению, смягчению и уменьшению негативного воздействия на геологическую среду

Проектными решениями предусмотрены мероприятия, предотвращающие и уменьшающие негативное воздействие на геологическую среду в период строительства и эксплуатации проектируемых объектов Байтуганского месторождения.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							548

Таблица 5.6.1 – Перечень мероприятий по предотвращению и снижению негативного воздействия на окружающую среду

Источник воздействия	Мероприятия по предотвращению и уменьшению негативного воздействия на геологическую среду
Период строительства	
Автотранспорт и строительная техника	Для уменьшения негативного воздействия автотранспорта на геологическую среду проектными решениями предусмотрено: 1. Строительные работы осуществляются строго на территории, отведенной для строительства, без допущения бесконтрольного проезда транспорта. Данное решение снижает нарушение микрорельефа участка, прилегающего к площадке строительства, а также исключает дополнительное уплотнение грунта; 2. Соблюдение требований по эксплуатации транспортных средств, без допущения разлива ГСМ. Данное решение исключает вероятность загрязнения верхних геологических элементов нефтепродуктами; 3. Заправка транспортных средств осуществляется на специально отведенной площадке топливозаправщика. Топливозаправщик размещен на площадке с покрытием из железобетонных плит, размером 8х6 м, высота оборотки 0,15 м. Данное решение исключает вероятность загрязнения верхних геологических элементов в результате перелива топлива в топливный бак транспортного средства, а также в случае разгерметизации топливной цистерны топливозаправщика; 4. Не допускается мойка и обслуживание транспортных средств на площадке строительства. Очистка и мойка машин и механизмов осуществляется в специально отведенных местах на территории эксплуатационных баз подрядной строительной организации. Данное решение исключает попадание в почву сточных вод, загрязненных моющими средствами и нефтепродуктами.
Образование обходов производства и потребления	Для сбора и накопления отходов предусмотрено специально оборудованное место на площадке временного строительного городка. Площадка сбора и накопления отходов выполнена на бетонном основании, с установкой металлических контейнеров с крышкой, а также бетонной площадки с навесом, для накопления отходов 5 класса навалом (отходы металлоконструкций, незагрязненный щебень, незагрязненный песок, лом бетона в кусковой форме). Обеспечивается своевременный вывоз и дальнейшее размещение, утилизация, обезвреживание согласно заключенным договорам подрядными организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности. Данное решение исключит захламление строительной площадки отходами производства и потребления, образующиеся в период строительства, а следовательно и загрязнение геологической среды.
Образование сточных вод	Для снижения негативного воздействия на геологическую среду процесса строительства, проектными решениями предусмотрены следующие решения: 1. Для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод предусматривается выгребной колодец, откачиваемый по мере наполнения по договору МУП МО «город Бугуруслан»

Резонанс №	
Подм. и дата	
Имя № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

0261-01-00-ОВОС1

Лист

549

	«Специальное автомобильное хозяйство» (см. Приложение Э Раздела ОВОС2.2).. Гидравлическое испытание трубопроводов на прочность и герметичность проводится с многократным использованием воды и дальнейшим удалением на площадку УПН Байтуганского месторождения. 2. Производственные сточные воды (после гидроиспытаний), передвижными автоцистернами направляются в начало технологического процесса на УПН Байтуганского месторождения, без сброса на рельеф. 3. Предусмотрен сбор и откачка дождевых и талых вод, образующихся на площадке строительства (площадки обустройства скважин, траншея). В результате ежедневного мониторинга, по мере накопления, осуществляется откачка дождевых стоков Согласно ТУ ООО «БайТекс», вывоз дождевых сточных вод предусмотрен на площадку УПН Байтуганского месторождения с дальнейшим использованием в технологическом процессе (см. Приложение Б Раздела ОВОС2.1)
Период эксплуатации	
Образование обходов производства и потребления	Обеспечивается сбор, вывоз (без накопления) и дальнейшее обезвреживание отходов IV, III классов опасности, согласно заключённому договору с ООО «СовЭкоТех», имеющей лицензию на данный вид деятельности. Данное решение исключит загрязнение геологической среды отходами производства и потребления, образующиеся в период эксплуатации.
Образование сточных вод	Сбор производственно-дождевых стоков с площадок предусматривается по системе самотечной канализации в емкость производственно-дождевых стоков объемом 5 м³ (62 шт.), выполненные из сборных железобетонных элементов по ГОСТ 8020-90. Каждая канализационная емкость оборудована гидрозатвором высотой 0,25 м, вентиляционной трубой. Для обеспечения взрывопожаробезопасности на вентиляционном патрубке устанавливается огнепреградитель ОП 100. Водонепроницаемость емкости объемом 5 м³ достигается путем покрытия внутренних и наружных поверхностей: –мастика битумная гидроизоляционная – 2 слоя; –горячий битум – 1 слой. Днище канализационной емкости выполнено из бетонной плиты ПН 15 (бетон кл.В10, толщиной 80 мм), с битумной гидроизоляцией, уложенной на слой ПГС 100 мм, по уплотнённому грунту (см. графическую часть 0261-01-00-ИЛО5-03, Лист 46) Снаружи предусмотрена обмазка мятой глиной слоем толщиной 200 мм. Контроль за наполнением канализационных емкостей осуществляется визуально, путем погружения в емкость щупа (метроштока). Откачка канализационных емкостей осуществляется по мере наполнения спецавтотранспортом с дальнейшим вывозом на УПН Байтуганского месторождения и использования в технологическом

Резерв №

Подпись

Имя №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

550

	процессе, без сброса на рельеф (ТУ ООО «БайТекс» см. в Приложении Б Раздела ОВОС2.1). Герметичность системы сбора сточных вод исключает загрязнение геологической среды и подземных вод.
Вероятная аварийная ситуация, связанная с разгерметизацией технологического оборудования	Для исключения вероятной аварийной ситуации проектными решениями предусмотрены меры по обеспечению герметичности трубопроводов, емкостей, организация системы автоматизации. Технологическими решениями предусмотрены мероприятия по герметизации системы сбора и транспорта, снижающие негативное воздействие на геологическую среду (см. Том 3.1.1 0261-01-00-ТКР1.1): - материальное исполнение трубопроводов, фасонных частей к трубопроводам (отводы, переходы, тройники, заглушки), запорная арматура выбрано в соответствии с действующей НТД, в зависимости от рабочих параметров и климатических условий эксплуатации: трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20С по ТУ 14-161-148-94; - соединение труб между собой в полевых условиях производится встык при помощи электродуговой сварки. Производство сварки и контроль сварных стыков для проектируемых выкидных трубопроводов, нефтегазосборных трубопроводов и напорного нефтепровода осуществляется в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016; - предусмотрена защита трубопроводов от коррозии. Для защиты от почвенной коррозии при проектировании трубопроводов системы сбора, системы ППД, дренажных трубопроводов применяются стальные трубопроводы с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1394-007-26704661-2012 и ТУ 1390-005-11928001-2009 (или аналогом) и внутренним двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных жидких безрастворимых эпоксидных материалов по ТУ 1390-010-64834369-2014 на основе эпоксидных порошковых материалов (или аналогом). Сварные стыки трубопроводов изолированы термоусаживающимися манжетами «Терма - СТМП» по ТУ 2245-031-82119587-2009; - запорно-регулирующие арматуры проектируемых трубопроводов выбраны из учета максимального рабочего давления 4,0МПа – для выкидных, нефтегазосборных и напорных трубопроводов, 16,0МПа – для высоконапорных водоводов системы ППД. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-201 класс «А». Срок службы запорной арматуры не менее 15 лет. Конструктивными решениями предусмотрены мероприятия по организации проектируемых технологических площадок, снижающие негативное воздействие на геологическую среду (см.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

551

Том 4.4.1 0261-01-00-ИЛО4):

Площадка приустьевая добывающей скважины размером 1,3х2,0м выполнена с покрытием из монолитного бетона толщиной 100 мм по основанию из щебня – 240 мм и у 026грунту. По периметру площадки устроено ограждение из бортового камня БР 100.30.15 ГОСТ 6665-91 высотой 200 мм и бетонная отмостка шириной 600 мм. Площадка оборудуется дождеприемником, с выпуском стоков в канализационную емкость.

Площадка под ремонтный агрегат размером 6.0х12.0 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПДН2х6х0.14 серия 3.503.1-91, уложенных на основание из ПГС толщиной 400 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 600 мм.

Основание под станок-качалку – 4-е сборных железобетонных фундамента из плит ФЛ 12.24-3 ГОСТ 13580-85 и фундаментных ж/б блоков ФБС12.6.6-т и ФБС12.5.6 ГОСТ 13579-78 индивидуального исполнения. Фундаменты имеют подготовку из ПГС толщиной 570 мм по уплотненному грунту. Глубина заложения 1.05 м. На фундаменты устанавливается общая промежуточная металлическая рама из швеллера 36П ГОСТ8240-97, приваренная к закладным деталям ФБС12.5.6-т.

Якорь оттяжки. Для крепления оттяжек мачты ремонтного агрегата на каждой скважине предусмотрено по четыре якоря – труба 168х8 в монолитной ж/б блоке 2.0х2.0 м и высотой 1.0 м. Блок установлен на подготовку из песчано-гравийной смеси на глубине 2,0 м от поверхности земли.

Площадка КТПК размером 3.0х3.5 м выполнена с покрытием из дорожных плит 2П30.18-10 ГОСТ 21924-84* , уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт, с устройством по периметру щебеночной отмостки шириной 700 мм.

КТПК заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 2.04х2.14 м, устанавливается на основание из ФБС 24.4.6-т на отметке +0.600.

Площадки блока технологического АГЗУ:

АГЗУ №14А, №18А. Площадка блока технологического размером 12,0х4.0 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПДН 2х6х0.14 серия 3.503.1-91, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 11,4х3,0 м, устанавливается на блоки ФБС 12.4.6-т на отметке +0.600.

АГЗУ №20, №20А, №22, №33, №39, №42. Площадка блока технологического размером 12,0х4.0 м выполнена с покрытием из дорожных плит 2х6х0.14 серия 3.503.1-91, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 10,5х3.0 м, устанавливается на блоки ФБС на отметке +0.600.

Резерв №

Подпись

Имя №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

552

АГЗУ№27А. Площадка блока технологического размером 12,0х5,25 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПЗ0.18* ТУ5846-002-5366044-2013, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 11,6х3,8 м, устанавливается на блоки ФБС 12.4.6-т на отметке +0.600.

АГЗУ№13Б, №41, №10А, №40, №43. Площадка блока технологического размером 10,5х3,0 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПЗ0.18* ТУ5846-002-5366044-2013, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 8,5х3,0 м, устанавливается на блоки ФБС 12.4.6-т на отметке +0.600.

АГЗУ№47. Площадка блока технологического размером 9,0х5,25 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПЗ0.18* ТУ5846-002-5366044-2013, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 8,0х3,8 м, устанавливается на блоки ФБС 12.4.6-т на отметке +0.600.

АГЗУ№37. Площадка блока технологического размером 6,0х5,25 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПЗ0.18* ТУ5846-002-5366044-2013, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 5,5х3,75 м, устанавливается на блоки ФБС 12.4.6-т на отметке +0.600.

АГЗУ№49. Площадка блока технологического размером 9,0х3,5 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПЗ0.18* ТУ5846-002-5366044-2013, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 8,0х3,0 м, устанавливается на блоки ФБС 12.4.6-т на отметке +0.600.

АГЗУ№50. Площадка блока технологического размером 12,25х3,0 м выполнена с покрытием из дорожных плит ПЗ0.18* ТУ5846-002-5366044-2013, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт. По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм. Блок технологический заводского изготовления, с размерами рамы основания в плане 9,6х3,0 м, устанавливается на блоки ФБС 12.4.6-т на отметке +0.600.

Площадка блока аппаратного размером 3.0х3.5 м выполнена с покрытием из дорожных плит 2ПЗ0.18-10 ГОСТ 21924-

Резерв №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

553

84*, уложенных на основание из ПГС толщиной 300 мм и уплотненный грунт.

По периметру площадки устроена щебеночная отмостка шириной 700 мм.

Площадка дренажной емкости объемом 5м³ размером 3.0 м х 4.0 м выполнена с покрытием из монолитного бетона толщиной 100 мм по основанию из щебня толщиной 150 мм и утрамбованному непучинистому грунту, с устройством по периметру бетонной отмостки шириной 600 мм.

Емкость подземная стальная заводского изготовления устанавливается на песчаное основание толщиной 200 мм и оборудована пригрузом из плиты дорожной 2П30.18-10 ГОСТ 21924-84. Глубина заложения 1000 мм.

Площадки узлов запорной арматуры

Площадки узлов запорной арматуры выполнены из щебня толщиной 150мм по утрамбованному основанию, с устройством по периметру щебеночной отмостки шириной 600мм. По периметру площадок предусмотрено ограждение высотой 2м. Каркас ограждения – из трубы диаметром 89 мм. Каркас приваривается к опорной раме из трубы 159 мм. Опорная рама устанавливается в траншею шириной 400 мм и засыпается непучинистым уплотненным грунтом. По верху ограждения предусматривается спиральный барьер «ЕГОЗА».

Осуществление данного комплекса мероприятий по охране геологической среды (недр) позволит обеспечить минимальные уровни воздействий намечаемой деятельности в период строительства и эксплуатации проектируемых объектов и сооружений и не вызовет активизации опасных экзогенных геологических процессов и загрязнение геологической среды. Мероприятия по предотвращению и ликвидации последствий аварийных ситуаций так же позволят предотвратить и снизить до минимума негативное воздействие аварийных ситуаций на геологическую среду (недра).

5.7 Мероприятия по охране растительного и животного мира

5.7.1 Мероприятия по охране растительного мира

Воздействие на растительный покров в период СМР носит временный и обратимый характер. Для снижения негативных воздействий и сохранения естественного состояния растительного покрова на рассматриваемой территории рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- с целью сохранения растительного покрова от пожара все строительные объекты должны быть обеспечены средствами пожаротушения;
- перемещение транспорта будет происходить по существующим дорогам в пределах участка производства работ;
- запрещение выжигания растительности;
- после завершения работ будет проведена рекультивация нарушенных земель.

Для соблюдения действующего законодательства в области охраны растительного мира подрядная организация обязана руководствоваться следующими правилами:

- соблюдать установленные правила, нормы и сроки ведения работ;

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

554

- соблюдать границу отвода земель;
- не допускать ухудшения качества среды обитания или разрушения мест произрастания объектов растительного мира;
- не допускать сброс любых сточных вод и складирование отходов в несанкционированных местах;
 - при проведении работ использовать только оборудование и технику, которое находится в исправном техническом состоянии;
 - не допускать ведение вырубki древесной и кустарниковой растительности;
- проведение мониторинга состояния растительности.

На территории проектируемых работ, редкие и исчезающие виды растений занесенные в Красную книгу *отсутствуют*. Тем не менее, для предотвращения возможных отрицательных воздействий на растительность, занесенных в Красную книгу РФ при случайной встрече или обнаружении, проектом рекомендуются следующие мероприятия:

- запрет сбора растений;
- пересадка растений при их случайном обнаружении в питомники редких растений (данные видовые питомники созданы с целью сохранения генофонда редких растений и последующей реинтродукции растений в естественную среду обитания).

Воздействие намечаемых работ на флору прилегающей территории оценивается как незначительное. Нарушения популяционной структуры видов и уничтожения мест произрастания растений и обитания животных не произойдет, поскольку природный комплекс прилегающей территории претерпел изменения в результате хозяйственной деятельности до начала проектируемых работ.

5.7.2 Мероприятия по охране животного мира

В соответствии со статьёй 28 Федерального закона от 24.04.1995 N 52-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О животном мире" (с изм. 01.08.2021), Постановлением Правительства РФ от 13.08.1996 г. № 997 «Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи», Постановлением Правительства Самарской области от 30.12.2011 №880 «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи на территории Самарской области», проектными решениями разработан комплекс мероприятий, предусмотренных в технологической и архитектурно-строительной части проектной документации.

Требования п. II III Постановления Правительства РФ от 13.08.1996 г. № 997 не учитываются, поскольку намечаемая деятельность не относится к категории сельскохозяйственной, лесопромышленной и лесохозяйственной деятельности.

Электроснабжение проектируемых объектов осуществляется кабельными линиями, уложенными в траншею, поэтому требования пункта VII Постановления Правительства РФ от 13.08.1996 г. № 997 не учитывались.

Период строительства

1. Для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, размещение технологического оборудования, термоизоляционных материалов, краски, олифы, спецодежды, стальных труб, сборного железобетона

Решение №	Требования п. II III Постановления Правительства РФ от 13.08.1996 г. № 997 не учитываются, поскольку намечаемая деятельность не относится к категории сельскохозяйственной, лесопромышленной и лесохозяйственной деятельности.							
	Электроснабжение проектируемых объектов осуществляется кабельными линиями, уложенными в траншею, поэтому требования пункта VII Постановления Правительства РФ от 13.08.1996 г. № 997 не учитывались.							
Подп и дата	<u>Период строительства</u>							
	1. Для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, размещение технологического оборудования, термоизоляционных материалов, краски, олифы, спецодежды, стальных труб, сборного железобетона							
Изм № подл							0261-01-00-ОВОС I	Лист
								555
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

шириной 400 мм и засыпается непучинистым уплотнённым грунтом. По верху ограждения предусматривается спиральный барьер «ЕГОЗА».

2. Обеспечена полная герметизация систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого сырья;

3. Проектируемые трубопроводы заглублены, с учетом климатических условий и состава транспортируемой среды. Глубины заложения проектируемых выкидных и нефтегазосборных трубопроводов (не менее глубины промерзания) составляет – 1,6 м до верхней образующей трубы. Глубина заложения высоконапорного водовода принята не менее 2,1 м до верхней образующей трубы

4. Организован сбор производственно-дождевых и талых сточных вод с площадок добывающих скважин, с дальнейшей откачкой и вывозом спецавтотранспортом на площадку УПН Байтуганского месторождения;

5. Канализационные и дренажные емкости устанавливаются подземно в целях предотвращения попадания в них животных;

6. Забор воды из поверхностных водотоков исключён;

7. Сброс сточных вод в поверхностные водотоки не предусматривается.

На территории проектируемых работ, редкие и исчезающие виды животных, занесенные в Красную книгу *отсутствуют*. Тем не менее, для предотвращения возможных отрицательных воздействий на животных, занесенных в Красную книгу РФ при случайной встрече или обнаружении, проектом рекомендуются следующие мероприятия:

– пропаганда знаний о видах животных, включенных в Красные книги, как правило, уязвимых к антропогенному воздействию;

– введение запрета на перемещение дорожно-строительной техники вне проектируемых дорог;

– проведение работ в пределах отведенной территории;

– при проведении работ использовать только оборудование, которое находится в исправном техническом состоянии;

– запрет со стороны администрации предприятия ввоза и хранения близ территории промплощадки всех орудий охотничьего промысла;

– принятие административных мер для пресечения незаконного пользования животным миром: включение специальных пунктов в контракты обслуживающего персонала, разработка специальных памяток, назначение ответственных лиц, осуществляющих необходимый контроль.

Письмом № МЛХ-03-03/18106 от 25.08.2022 г Министерство лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области согласовывает мероприятия, разработанные для проекта «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» (см. Приложение К Раздела ОВОС2.1).

Письмом № ДОР-02/2790-исх от 16.08.2022 г Департамент охоты и рыболовства Самарской области (ДОР СО) согласовывает мероприятия, разработанные для проекта «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» (см. Приложение К Раздела ОВОС2.1).

Резерв №

Подм и дптп

Изм № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

557

5.8 Мероприятия по охране объектов культурного наследия (памятников истории и культуры)

Территория намечаемого строительства находится вне зон охраны, защитных зон объектов культурного наследия.

Однако, поскольку никакая современная методика археологического поиска не может предусмотреть полное выявление всех памятников, при земляных работах могут быть открыты новые археологические объекты или отдельные находки, имеющие историческую ценность.

В этом случае, при их обнаружении, вступает в силу п. 4 ст. 36 Федерального закона от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации», согласно которой:

в случае обнаружения в ходе проведения изыскательских, проектных, земляных, строительных, мелиоративных, хозяйственных работ, указанных в статье 30 настоящего Федерального закона работ по использованию лесов и иных работ объекта, обладающего признаками объекта культурного наследия, в том числе объекта археологического наследия, заказчик указанных работ, технический заказчик (застройщик) объекта капитального строительства, лицо, проводящее указанные работы, обязаны незамедлительно приостановить указанные работы и в течение трех дней со дня обнаружения такого объекта направить в региональный орган охраны объектов культурного наследия письменное заявление об обнаруженном объекте культурного наследия.

Региональный орган охраны объектов культурного наследия, которым получено такое заявление, организует работу по определению историко-культурной ценности такого объекта в порядке, установленном законами или иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации, на территории которых находится обнаруженный объект культурного наследия.

5.9 Мероприятия по охране социально-экономической среды

Охрана здоровья строителей, эксплуатационного персонала и населения в рассматриваемых районах размещения объектов и сооружений, намечаемых в настоящем проекте, на которые прямо, либо косвенно могут оказать воздействие проектируемые объекты, имеет два аспекта: охрана здоровья населения, на которое может быть оказано воздействие при строительстве и эксплуатации объектов и сооружений Байтуганского месторождения, и охрана здоровья рабочего персонала, занятого в реализации намечаемой деятельности (строителей и эксплуатационного персонала).

Проведенные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показали, что уровень загрязнения, создаваемый проектируемыми объектами в период эксплуатации на границе санитарно-защитной зоны не превышает санитарно-гигиенических нормативов для населенных мест. Таким образом, эксплуатация проектируемых объектов не приведет к существенному ухудшению состояния атмосферного воздуха в рассматриваемом районе.

5.10 Мероприятия по охране недр и континентального шельфа Российской Федерации

Байтуганское месторождение разрабатывается на основании «Технологического проекта разработки Байтуганского нефтяного месторождения», утвержденным протоколом

Результат	№
Подп.	и
Изм.	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							558

заседания Центральной нефтегазовой секции №8004 от 25.11.2020 года в пределах горного отвода.

Земельный участок предстоящей застройки частично расположен в границах нефтяного месторождения Байтуганское, участка Байтуганский (лицензия ОРБ 13173 НЭ), недропользователь ООО «БайТекс» (см. Приложение А Раздела ОВОС2.1);

- частично расположен в границах участка водозабора Байтуганский производственный (техническое водоснабжение) (лицензия ОРБ 01748 ВЭ) недропользователь ООО «БайТекс» (см. Приложение А Раздела ОВОС2.1);;

- частично расположен в границах второго и третьего поясов зоны санитарной охраны Новоусмановского участка Новоусмановского месторождения подземных вод, предоставленного в пользование ООО «БайТекс» (лицензия ОРБ 01006 ВЭ) (см. Приложение А Раздела ОВОС2.1).

Письма Департамента по недропользованию по Приволжскому Федеральному округу (Приволжскнедра) № ОО-ПФО-12-00-08/4221 от 24.11.2021 г и № СМ-ПФО-13-00-08/3245 от 25.11.2021 г представлены в Приложении К Раздела ОВОС2.1.

Объект проведения работ не попадает в зону континентального шельфа Российской Федерации.

Мероприятия, направленные на охрану недр в настоящем проекте заключаются в разработке проектной документации по обустройству IX очереди Байтуганского месторождения согласно принятому и согласованному Протоколом ЦКР Роснедр по УВС №8004 от 25.11.2020 г. варианта разработки Байтуганского месторождения и утвержденными уровнями добычи жидкости, нефти и объемов закачки подземных вод в систему ППД.

Специальных мероприятий по охране недр проектной документацией не предусмотрено.

5.11 Комплекс мероприятий по снижению опасности аварийной ситуации

Период строительства

Возможными аварийными ситуациями в период строительных работ могут являться:

- отказ работы строительных механизмов
- ошибки или нарушения при работе персонала.
- природные явления
- «человеческий фактор» возникновения пожара.

Мероприятиями по снижению и предотвращению возникновения аварийных ситуаций служат:

- ведение работ техникой находящейся в исправном, проверенном (до и после ежедневных работ) состоянии;
- систематический контроль качества ведения и выполнения строительных работ;
- привлечение для работ квалифицированного персонала и ответственных руководителей;
- соблюдение правил по охране труда, санитарной и пожарной безопасности;
- запрет разведения костров и поджигание горючих материалов для образования пламени, бросание окурков и спичек на поверхность, во избежание возникновения пожара.
- площадку оборудовать средствами и инвентарём противопожарной безопасности.
- должна быть предусмотрена система оповещения ответственных сотрудников и руководителей о возникновении и развитии ситуации повышенного риска.

Изм.	№	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
											559

- при аварийных ситуациях, связанных с проливами горюче-смазочных материалов, ограничить распространение зоны пролива и собрать жидкость при помощи песка.
- при возгорании отходов, воспользоваться средствами пожаротушения (засыпка песком, землёй, тушение пеной (в соответствии с ППВ-01-93), огнетушителями (ОХП-10)).

Период эксплуатации

Организация - собственник опасного объекта системы нефтегазодобычи обеспечивает его готовность к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации последствий в случае их возникновения посредством осуществления следующих мероприятий:

- создает аварийно-спасательную службу или привлекает на условиях договоров соответствующие специализированные службы;
- осуществляет разработку планов локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий;
- создает инженерные системы контроля и предупреждения возникновения потенциальных аварий, катастроф, системы оповещения, связи и защиты;
- создает запасы материально-технических и иных средств;
- осуществляет подготовку работников опасного объекта системы газоснабжения к действиям по локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий.

На Байтуганском месторождении существует утверждённый Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Байтуганского месторождения ООО «БайТекс»».

Алгоритм проведения работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефтепродукта включает три основных этапа:

1 этап - оповещение о ЧС(Н), прекращение перекачки нефтепродукта и опорожнение аварийного оборудования;

2 этап - приведение в готовность аварийных бригад, проведение обследования места ЧС(Н), принятие решения о способе ликвидации ЧС(Н);

3 этап - тушение пожара (при возникновении), локализация и ликвидация ЧС(Н).

На первом этапе выполняется:

- оповещение дежурным диспетчером ООО «БайТекс» должностных лиц согласно схеме оповещения представленной в п. 1.5.5 ПЛАРН;

На втором этапе:

- сбор КЧС и ПБ;
- оценка обстановки на месте разлива нефтепродукта;
- оценка своих средств по локализации и ликвидации ЧС (Н) и изучение необходимости и возможности привлечения дополнительных средств от других взаимодействующих организаций;
- нанесение на ситуационный план объекта фактической обстановки, прогноза растекания пятна нефтепродукта;
- проведение оперативно-тактических расчетов с определением необходимого наряда сил и средств и времени на проведение операции по локализации и ликвидации чрезвычайной ситуации;
- разработка оперативного плана ликвидации разлива нефтепродукта и принятие решения на проведение операции по ликвидации разлива;

Результат	№
Подпись	Дата
Имя	№ документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

560

- доведение оперативного плана ликвидации разлива до участников (вышестоящих и взаимодействующих организаций);
- постановка задач силам и средствам, привлекаемым к проведению операции;
- определение порядка ввода в действие сил и средств, взаимодействующих организаций с учетом их готовности;
- организация мероприятий по обеспечению пожарной безопасности (приведение в готовность технических средств тушения пожаров, постановка задач пожарному подразделению);
- организация материально-технического обеспечения операции;
- локализация разлива нефтепродукта;
- применение нефтесборочных систем и других средств для сбора.

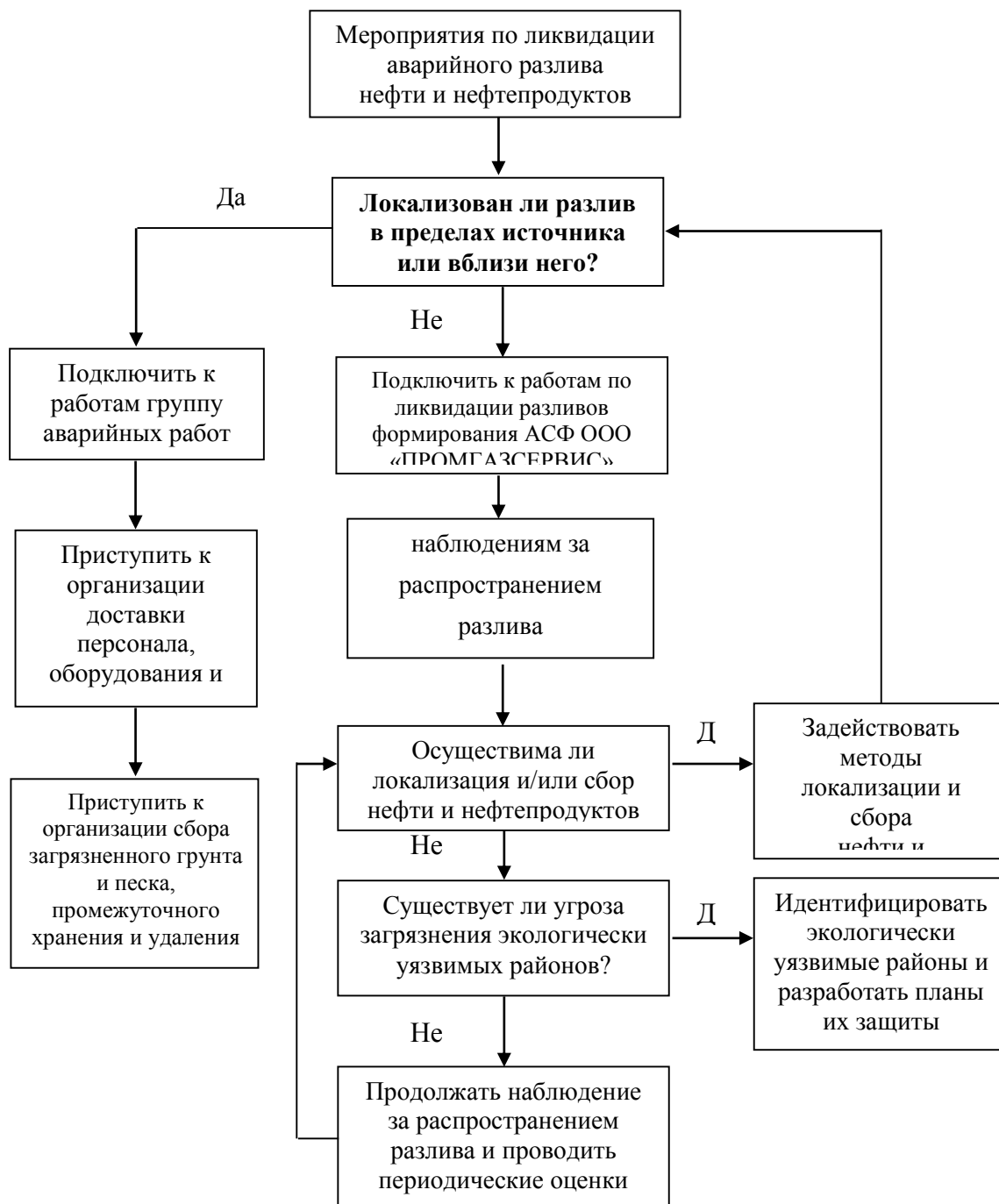
На третьем этапе:

- уточнение обстановки и перераспределение сил и средств по завершению ликвидации чрезвычайной ситуации;
- передача загрязненного грунта и песка подрядчику;
- организация свертывания сил и средств, участвующих в операции;
- составление отчета о ликвидации ЧС (Н) и проведение восстановительных мероприятий по ликвидации последствий разлива.

После получения сигнала о разливе производится аварийная остановка технологического оборудования, и выполняются меры по локализации/ликвидации разлива независимо от ее объема.

Алгоритм проведения работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефтепродуктов представлен на рисунке 1.

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							561
Рез. инв. №	Подп. и дата						



**Алгоритм проведения работ по локализации и ликвидации
аварийного разлива нефтепродукта**

Ликвидация последствий аварийного разлива нефтепродуктов будет выполняться силами ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС». К локализации и ликвидации аварий привлекаются боевые расчеты ПЧ № 5 ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС» (свидетельство № 16/2-2-267 от 29.06.2016 г.) на основании договора на противопожарное обслуживание от 29.06.2016 г. № 16033, который ежегодно пролонгируется. Силы и средства, привлекаемые для ликвидации аварии, прибывают на место аварии на своем транспорте и принимают участие в ликвидации. Время локализации на суше 6 часов.

Резонанс №

Подм и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

562

Ликвидация последствий аварий, в основном состоит из следующего вида работ:

- локализация разлива нефти на земле и в водоеме (создание обваловок, запруд, плавающих заградителей на водоемах);
- сбор и вывоз нефтезагрязненных грунтов по мере накопления производится подрядной организацией согласно действующему договору с ООО «Современные Экологические Технологии»;
- обработка поверхности водоемов специальными реагентами.

Проектируемые нефтегазопроводы от АГЗУ-11, УЗ№35, УЗ№5 до УПН пересекают естественные водные преграды – реку Мокрый Якшегул, руч.ей без названия. Ликвидация аварийных разливов нефти в акваториях осуществляется следующими методами:

1. **Локализация разливов.** Основными средствами локализации разливов нефти в акватории являются боновые заграждения. Их предназначением является предотвращение растекания нефти на водной поверхности, уменьшение концентрации нефти для облегчения процесса уборки. Для реки рекомендуется использование боновых заграждений I класса.

2. **Осуществление сбора нефти.** Сбор нефти осуществляется нефтесборщиками. Эффективность сбора нефти с поверхности воды зависит от навыков оператора, толщины слоя нефти. Для сбора нефти с поверхности реки Мокрый Якшигул (скорость течения менее 0,1 м/с) рекомендуется использование сливных нефтесборщиков. Плавающая на поверхности воды нефть переливается через край сборщика, установленного по возможности на уровне раздела фаз между нефтью и водой, с тем, чтобы снизить до минимума количество воды, сливаемой вместе с нефтью. Собираемую с поверхности воды нефть сливают в герметичные пластиковые или металлические емкости с плотно закрывающейся крышкой (бочки), установленные вдали от прямых солнечных лучей, любых нагревательных элементов, с дальнейшим вывозом согласно договору с ООО «СпецЭкоТранс».

Запрещается:

- курение, использование открытого огня при работах;
- слив, пролив, разбрызгивание нефти на почву;
- любые действия (бросать, ударять, переворачивать на бок или вверх дном и т.п), которые могут привести к механическому повреждению или разрушению емкостей с нефтяной эмульсией.

3. **Очистка береговой линии от загрязнений проходит в три этапа:**

1 этап - удаление плавающей нефти у кромки берега или толстых скоплений нефтепродуктов на берегу. На первом этапе: - использовать устройства-нефтесборщики, насосы, вакуумные агрегаты или вакуумные баки-автоприцепы; - рассмотреть возможность применения сорбентных материалов; - использовать ведра и лопаты;

2 этап - очистка от умеренного загрязнения осевших нефтепродуктов и замазученного берегового материала. На втором этапе: - если после того, как подвижная нефть удалена, есть необходимость продолжить очистку, тогда удалить вручную замазученный грунт/песок, набрасывая лопатами собранный материал прямо в ковш погрузчика. Если тип берега не позволяет применить автомобильный транспорт, то собранный замазученный грунт/песок выносить в прочных пластиковых мешках. Собранный материал вывозится согласно договору с ООО «СпецЭкоТранс» на обезвреживание;

3 этап – очистка слабозагрязнённой береговой линии и чистовая обработка (т.е. удаление нефтяных пятен).

4. **Наблюдение и оценка.** На данном этапе осуществляется оценка опасности аварийной ситуации и контроль за состоянием поверхностных вод, донных отложений поверхностного водотока. Лабораторные исследования необходимо проводить

Предварительная оценка опасности аварийной ситуации на водных объектах осуществляется согласно РД 52.24.734-2010. Перечень показателей состава и свойств воды,

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
необходимость продолжить очистку, тогда удалить вручную замазученный грунт/песок, набрасывая лопатами собранный материал прямо в ковш погрузчика. Если тип берега не позволяет применить автомобильный транспорт, то собранный замазученный грунт/песок выносить в прочных пластиковых мешках. Собранный материал вывозится согласно договору с ООО «СпецЭкоТранс» на обезвреживание; 3 этап – очистка слабозагрязнённой береговой линии и чистовая обработка (т.е. удаление нефтяных пятен). 4. Наблюдение и оценка. На данном этапе осуществляется оценка опасности аварийной ситуации и контроль за состоянием поверхностных вод, донных отложений поверхностного водотока. Лабораторные исследования необходимо проводить Предварительная оценка опасности аварийной ситуации на водных объектах осуществляется согласно РД 52.24.734-2010. Перечень показателей состава и свойств воды,							

рекомендуемых для контроля при аварийной ситуации представлен в Приложении Г1 РД 52.24.734-2010 (для нефтедобывающей хозяйственной деятельности).

В рассматриваемой аварийной ситуации наблюдения необходимо проводить в следующих створах:

- в 1 км выше аварийного участка – (фоновый створ);
- в первом наиболее близко расположенном к месту аварии контрольном створе, где произошло поступление нефти в р. Мокрый Якшигул;
- в последующих контрольных створах в период ожидаемого по экспертным оценкам или результатам прогностических расчетов прохождения зоны высокозагрязненных вод.

Продолжительность наблюдений в контрольных створах реки должна составлять как минимум не менее времени фиксации в воде концентраций ЗВ на уровне высокого загрязнения (ВЗ) согласно РД 52.24.734-2010.

Для снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций, в проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации и обслуживания оборудования на опасном производственном объекте и безопасность выполнения ремонтных работ:

- герметизация технологического процесса;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществлено с учетом физико-химических свойств и технологических параметров транспортируемой продукции, а также требований нормативно-технической документации;
- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающими возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающими минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- применение блочного оборудования заводского изготовления;
- работа добывающих скважин без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- применение труб с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях и в климатических условиях;
- защита от почвенной коррозии при подземной прокладке трубопроводов предусматривает применение труб с заводским наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов;
- постоянный контроль давления и расхода нефти в период эксплуатации проектируемых объектов;
- проведение планово-предупредительного ремонта;
- осуществление первичных мер по устранению выявленных повреждений и утечек.

Резерв

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

564

6 СВЕДЕНИЯ О ПРИМЕНЕНИИ НДТ НА ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ

Деятельность, связанная с разработкой нефтяных месторождений рассматривается в информационно-технологическом справочнике по наилучшим доступным технологиям ИТС 28-2017 «Добыча нефти», утв. Приказом Минпромторга РФ от 15.12.2017 г № 2838.

Согласно данному справочнику, при эксплуатации скважин (п. 5.10) возможно применение НДТ 12 «Одновременно-раздельная эксплуатация». НДТ-12 применяется с целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту.

Сведения о НДТ-12, ИТС 28-2017, представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Сведения о НДТ-12, ИТС28-2017 г.

Деятельность	ИТС по НДТ	Номер НДТ	Описание НДТ	Достижимые экологические результаты	Экономические аспекты	Применение НДТ на проектируемых объектах Байтуганского нефтяного месторождения (в рамках данного проекта)
Добыча нефти	ИТС 28-2017	НДТ12 «Одновременно-раздельная эксплуатация»	Одновременно-раздельная эксплуатация за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществление при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту.	Контроль обводненности и извлекаемых объемов углеводородов .	Повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки	Применяется на: - 61 скважине IX очереди, добыча нефти осуществляется с разделением потоков «Турнейско-Бобриковский» (поток П-1) и «Серпуховско-Башкирский» (поток П-2).

Таким образом в рамках данного проекта применяется НДТ 12.

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

565

7 ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ (МОНИТОРИНГА) ЗА ХАРАКТЕРОМ ИЗМЕНЕНИЯ ВСЕХ КОМПОНЕНТОВ ЭКОСИСТЕМЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ, А ТАКЖЕ ПРИ АВАРИЯХ

Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга разработаны в соответствии с:

- ГОСТ Р 56059-2014 «Производственный экологический мониторинг. Общие положения» (дата актуализации 01.01.2019 г);
- ГОСТ Р 56063-2014 «Производственный экологический мониторинг. Требования к программам производственного экологического мониторинга»;
- ГОСТ Р 56061-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Производственный экологический контроль. Требования к программе производственного экологического контроля";
- Приказ Минприроды России от 28.02.2018 г. №74 «Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля».

Экологический мониторинг – многоцелевая информационная система, в задачи которой входят систематические наблюдения, оценка и прогноз состояния окружающей природной среды под влиянием антропогенного воздействия с целью информирования о создающихся критических ситуациях, опасных для здоровья людей, благополучия других живых существ, их сообществ, абиотических природных и созданных человеком объектов, процессов и явлений.

- Цель экологического мониторинга:
- выполнение требований действующего природоохранного законодательства РФ;
 - обеспечение экологической безопасности производственного персонала;
 - сохранение уникальной природной среды в районе работ.

- Основные задачи производственного экологического мониторинга:
- организация наблюдательной сети и осуществление регулярного контроля за выбросами, сбросами, загрязнением: атмосферы, почв, поверхностных и подземных вод;
 - наблюдения за развитием и динамикой изменения состояния составляющих окружающей природной среды в течение эксплуатации действующих производственных объектов и строительства новых;
 - отслеживание изменений в окружающей природной среде после ликвидации возможных аварий на промышленных объектах, для определения ущербов экосистеме и оценке достаточности и эффективности природоохранных мероприятий.

Реализация ПЭМ осуществляется на основании специально разработанной программы, определяющей особенности размещения наблюдательной сети, периодичность отбора проб, перечень контролируемых показателей, а также состав отчётной документации, с учетом технологических особенностей производств.

Производственный экологический контроль осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							566

законодательством в области охраны окружающей среды.

7.1 Сведения о существующих программах производственного экологического контроля и мониторинга

В настоящее время ООО «БайТекс» осуществляет контроль состояния природной среды на территории Байтуганского месторождения согласно разработанным и согласованным:

- Программа по организации и ведению мониторинга геологической среды и состояния недр Байтуганского месторождения (Самара, 2017 г.);
- Программа мониторинга геологической среды Байтуганского месторождения нефти ООО «БайТекс» (Оренбургская область) (Самара, 2011г.);
- График экологического контроля ООО «БайТекс» на 2021 г.

Атмосферный воздух

Регулярный контроль за состоянием атмосферного воздуха на территории Байтуганского месторождения осуществляется согласно «Графика экологического контроля ООО «БайТекс» на 2021 г.» совместно с Гидрохимической лабораторией ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды».

Контроль качества атмосферного воздуха осуществляется в следующих населенных пунктах:

- с. Ерилкино;
- с. Березовая Поляна;
- с. Новое Усманово;
- с. Бакаево.

Контроль осуществляется периодичностью 1 раз в год (в июне месяце), по следующим показателям: сероводород, метан, смесь углеводородов C1-C5; смесь углеводородов C6-C10.

- УПН Резервуары с товарной нефтью РВС№1, РВС№2, РВС№3, РВС№4, РВС№5, РВС№6, РВС№7;
- Реагентный блок БР 1,2;
- Вентиляционная труба лаборатории;
- Печь подогрева нефти ПП-0,63;
- Печь подогрева нефти ПП-1,6;
- Печь подогрева нефти ПП-1,6;
- Печь подогрева нефти ПП-1,6;
- Печь подогрева нефти ПП-1,6;
- ГТЭС;
- Факельная установка;
- Дренажные емкости 12 шт.;
- ДНС-2 дренажная емкость;
- Скважины 300 шт.;
- АГЗУ-26шт.;
- Печь подогрева нефти ПП-1,6;

Контроль осуществляется периодичностью 1 раз в год (в июне месяце), по следующим показателям: сероводород, метан, смесь углеводородов C1-C5, смесь углеводородов C6-C10; + бензол, ксилол, толуол (для дренажных емкостей и факельных установок);

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							567

+ азота диоксид, азота оксид, диоксид серы, углерода оксид, бенз/а/пирен, смесь природных меркаптанов (для факельных установок);

Кроме того, программой мониторинга 3 раза в год предусматривается контроль атмосферного воздуха на промышленной площадке УПН и промысла (аварийный выезд). Контроль осуществляется по следующим показателям: азота диоксид, азота оксид, диоксид серы, углерода оксид, бенз/а/пирен, сероводород, смесь углеводородов C1-C5, смесь углеводородов C6-C10, метан, бензол, ксилол, толуол, смесь природных меркаптанов.

Гидрохимические наблюдения

Регулярный контроль за состоянием поверхностных и подземных вод и донных отложений на территории Байтуганского месторождения ООО «БайТекс» осуществляет совместно с подрядной организацией ООО «Мониторресурсы», выполняющей полевые исследования и испытательной Гидрохимической лабораторией ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды», выполняющей лабораторные исследования (Аттестат аккредитации № ААС.А.00374, действующий до 16.09.2026 г.). Пункты наблюдений поверхностных водотоков указаны в таблице 7.1.1, и отмечены в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист 6.

Таблица 7.1.1 – Размещение пунктов наблюдений за состоянием за поверхностными водами

Пункт наблюдения и его номер	Местоположение	Примечание
р. Окана		
т.1П	р. Окана, в 0, 5 км севернее с. Подлесье	Верхняя часть течения реки, восточнее источника загрязнения
т.2П	р. Окана, восточная граница участка недр, в 1,5 км с-з от дс. Таш-Кичу	Средняя часть течения реки, ниже источника загрязнения, граница лицензионного участка (выход с территории участка)
т.8П	Исток р. Окана, восточная граница участка недр	Верхняя часть течения реки, ниже ИЗ
р. Байтуган		
т.4П	р. Байтуган, среднее течение	Средняя часть течения реки, ниже источника загрязнения, контроль влияния на поверхностные воды Байтуганского месторождения
т.14П	Верховье р. Байтуган	Северо-западная часть месторождения, при въезде в с. Ерилкино, около моста
р. Сок		
т.5П	р.Сок, южная окраина с.Новое Усманово	Средняя часть течения реки, ниже места слияния с р. Окана
т.9П	р. Сок, место слияния с р. Мокрый Якшигул (около моста)	Средняя часть течения реки, ниже источника загрязнения, контроль влияния на поверхностные воды Байтуганского месторождения
т.12П	Ниже слияние р. Байтуган и р.Сок	около моста

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

568

Пункт наблюдения и его номер	Местоположение	Примечание
р. Мокрый Якшигул		
т.6П	Исток р. М. Якшигул	Восточная граница участка недр
т.7П	Ниже слияния р. Мокрый Якшигул и ручья	Ниже источника загрязнения (УПН)
т.11П	Верховье р. Кармалка,	западная граница горного отвода месторождения
т.10П	Верховье ручья	юго-восточнее границы горного отвода
т. 13П	Ручей, протекающий юго-восточнее пром. площадки скважин № 430, 817, 1706, 1209, 1618н	-

Контроль качества поверхностных вод осуществляется 1 раз в год (весна), проводится полный химический анализ и спецкомпоненты (марганец, ртуть, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, ХПК, БПК₅, растворенный O₂, взвешенные вещества). Анализ качества поверхностной воды проводится 3 раза в год (весна-лето-осень) по сокращенному химическому анализу и спецкомпонентам (марганец, ртуть, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, ХПК, БПК₅, растворенный O₂, взвешенные вещества).

Для полной оценки экологического состояния речной системы, 1 раз в год (в летне-осеннюю межень), проводится контроль донных отложений. Отбор проб донных отложений проводится параллельно с отбором проб поверхностных водотоков, в установленных пунктах наблюдения (см. таблицу 7.1.1). В отобранных пробах определяются следующие показатели:

- рН(водн.);
- хлориды;
- сульфаты;
- нефтепродукты;
- тяжелые металлы (марганец (п.ф), цинк (п.ф), медь (п.ф), свинец (в.ф), кадмий (п.ф), кобальт (п.ф), никель (п.ф)).

Мониторинг за состоянием подземных вод на территории Байтуганского месторождения осуществляется в соответствии с «Программой экологического мониторинга...». Пункты наблюдений представлены в таблице 7.1.2 и отмечены в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист 6.

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

569

Таблица 7.1.2 – Размещение пунктов наблюдений за состоянием подземных вод

Пункт наблюдения и его номер	Местоположение наблюдательного пункта
В границах Самарской области	
К-1 Колодец	с. Ерилкино
Родник № 190Кл	с. Ерилкино
Водозаборная скважина № 16	ХПВ на территории УПН
Водозаборная скважина № 17	ХПВ на территории УПН
Наблюдательная скважина 1н	В районе поглощающей скважины №25бис
Наблюдательная скважина 2н	В районе поглощающей скважины №25бис
Наблюдательная скважина 3н	В районе поглощающей скважины №25бис
В границах Оренбургской области	
Родник № 1Ка	Восточнее границы горного отвода, восточнее ДНС-2
Наблюдательная скважина 4н	Вблизи нагнетательной скважины № 303
Наблюдательная скважина 5н	В обваловке скв. № 8, 10
Наблюдательная скважина 7н	Вблизи пьезометрической скв. № 204
Родник «Подгорный»	Севернее скв. № 8, 10
Родник без названия	Южнее ДНС-2

Контроль качества подземных вод осуществляется 1 раз в год (весна), проводится полный химический анализ и спецкомпоненты (марганец, ртуть, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, ХПК, БПК₅, растворенный О₂, взвешенные вещества). Анализ качества подземной воды проводится 3 раза в год (весна-лето-осень) по сокращённому химическому анализу и спецкомпонентам (марганец, ртуть, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, ХПК, БПК₅, растворенный О₂ взвешенные вещества).

Почвенный покров

Регулярный контроль состояния почв на территории Байтуганского месторождения осуществляется согласно «Графику экологического контроля ООО «БайТекс» на 2021г.». Рекогносцировочные и полевые работы в 2021 году выполнено ООО «Мониторресурсы», лабораторные исследования выполняла гидрохимическая лаборатория ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды» (Аттестат аккредитации №ААС.А.00374, действующий до 16.09.2026 г.). Пункты контроля почв указаны в таблице 14.3, и отмечены в графической части Раздела ООС2.3 Лист 6.

Результат	Подпись	Имя	№	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
											570

Таблица 14.3 – Размещение пунктов контроля почв Байтуганского месторождения

Пункт наблюдения и его номер	Местоположение наблюдательного пункта
В границах Самарской области	
т.1Г	Севернее скв.№353
т.2Г	Южнее скв. №1026
т.3Г	Юго-восточнее скв. №1524
т.4Г	Севернее скв. №1038
т.5Г	Южнее скв. №224
т.6Г	Юго-западнее нагн.скв. №202
т.7Г	скв. №60
т.8Г	Юго-западнее скв. №55
т.9Г	Южнее скв. №103
т.10Г	Юго-восточнее ДНС-1
т.11Г	Западнее нефтепровода у границы с Оренбургской областью (скв. №1589)
т.12Г	Юго-западнее АГЗУ-9
т.13Г	Юго-западнее АГЗУ-11
т.14Г	3-й пояс ЗСО в/забора, лев. берег р. Мокрый Якшигул
т.15Г	3-й пояс ЗСО в/забора, прав. берег р. Мокрый Якшигул
т.16Г	Севернее УПН
т.17Г	Восточнее УПН
т.18Г	Южнее скв. №1628
т.19Г	Восточнее АГЗУ-24
т.20Г	Юго-западнее скв. №228
т.21Г	Северо-западнее скв. №223
т.22Г	Юго-западнее нагн. скв. №1223
т.23Г	Севернее нагн. скв. №1561
т.24Г	Южнее скв. №1029
В границах Оренбургской области	
т.1Г	Южнее нефтяной скв. № 40
т.2Г	Западнее скв. №237, 248
т.3Г	В районе ДНС-2
т.4Г	В районе АГЗУ-10

Результат

Подпись

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

571

т.5Г	В районе АГЗУ-12
т.6Г	В районе скв. №1023
т.7Г	В районе скв. №1031
т.8Г	В районе скв. №1530
т.9Г	В районе скв. №361
т.10Г	В районе скв. №355
т.11Г	В районе скв. №219
т.12Г	В районе скв. №209
т.14Г	В районе скв. №210
т.3Г*	Южнее скв. № 265, 1650
т.4Г*	В обваловке скв. №1675, 1678
т.5Г*	Куст скважин № 47, 78, 54
т.6Г*	Юго-восточнее скв. № 193

Контроль качества почв осуществляется по следующим показателям: рН, нефтепродукты, хлориды, с периодичностью отбора проб – 1 раз в год /июнь/.

Радиационный контроль осуществляется в следующих точках:

- площадки УПН, ДНС-1, ДНС-2, АГЗУ – 32шт. по показателям: удельная активность ЕРН в буровом шламе, нефти, нефтешламе, пластовой воде. Кроме того, предусматривается замер МЭД гамма-излучения от поверхности оборудования;
 - площадки нефтяных скв. 389 шт. и буровых скважин – 6 шт. по показателям: удельная активность ЕРН в буровом шламе, нефти, нефтешламе, пластовой воде. Кроме того, предусматривается оценка гамма-фона территории и определение ППР с поверхности грунта.
- Периодичность радиационного контроля 1 раз в год (июнь).

Для оценки современного состояния окружающей среды территории Байтуганского месторождения, в настоящем Отчете использованы материалы лабораторных исследований, проведенных ООО «Мониторресурсы» и гидрохимической лабораторией ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды». Результаты проведенных исследований сведены в Отчет «Ведение мониторинга геологической среды и состояния недр на Байтуганском месторождении нефти в 2021 г.» (Оренбургская область) и в Отчет «Ведение мониторинга геологической среды и состояния недр на Байтуганском месторождении нефти в 2021 г.» (Самарская область). Данные отчеты были предоставлены для возможности их использования при составлении данного отчета по инженерно-экологическим изысканиям.

7.2 Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга в период строительных работ

Наблюдения за состоянием природных компонентов окружающей среды планируются с начала строительства до его завершения.

Целесообразность организации ПЭКиЭМ в период строительства определена с учетом характера воздействия источников на компоненты окружающей среды, функционирующих в

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							572

данный период.

Мониторинг атмосферного воздуха

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Процесс строительства проектируемых сооружений, безусловно, окажет дополнительную нагрузку на существующий уровень антропогенного воздействия на атмосферный воздух. В процессе проведения строительных работ негативное воздействие на состояние воздушной среды будет оказывать работа строительной техники, задействованной при производстве СМР, движение автотранспорта, работа стационарных автономных источников энергообеспечения, сварочные работы, работы по разработке грунта. В атмосферный воздух поступают загрязняющие вещества: *азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, сажа, бенз(а)пирен, формальдегид и углеводороды (бензин и керосин), оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая (70 – 20 % SiO₂), фтористые соединения.*

Для определения степени воздействия строительных работ на состояние атмосферного воздуха и соответствия качества атмосферного воздуха нормируемых территорий установленным гигиеническим нормативам, настоящим проектом считается целесообразным организация мониторинга атмосферного воздуха в период строительства.

Обоснование объемов работ

При выборе загрязняющих веществ, включаемых в программу исследований, учитывались требования Приказа Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 № 74 "Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля".

В соответствии с п. 9.1.1 в план-график контроля должны включаться загрязняющие вещества, в том числе маркерные, которые присутствуют в выбросах стационарных источников и в отношении которых установлены технологические нормативы, предельно допустимые выбросы, временно согласованные выбросы.

Загрязняющие вещества, которые присутствуют в выбросах источников загрязнения атмосферы, функционирующих в период строительства представлены в таблице 4.1.10 пункта 4.1.2.1:

- диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)
- марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид);
- азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота);
- азот (II) оксид (Азот монооксид);
- углерод (Пигмент черный);
- сера диоксид;
- дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид);
- углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ);
- фториды газообразные соединения (в пересчете на фтор);
- фториды неорганические плохо растворимые;
- диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол);
- метилбензол (фенилметан);
- бенз/а/пирен;
- бутан-1-ол (Бутиловый спирт);
- бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты);
- этилацетат (Этиловый эфир уксусной кислоты);
- формальдегид (муравьиный альдегид, оксаметан, метиленоксид);
- пропан-2-он (Диметкетон, диметилформальдегид);

Результат	Подпись	Имя	№ документа	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
											573

- керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный);
- уайт-спирит;
- алканы C12-C19 (в пересчете на C);
- взвешенные вещества;
- пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:-70-20.

Из данного перечня загрязняющих веществ диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо), Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) и углерод (Пигмент черный) не включены в Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.07.2015 г № 1316-р (с изм. от 10.05.2019 г.) «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды». Санитарными правилами СанПиН 1.2.3685-21 не установлены предельно допустимые концентрации для загрязняющего вещества - керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный) (ОБУВ 1,2 мг/м³). Следовательно, загрязняющие вещества: диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо), Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид), углерод (Пигмент черный) и керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный) не включаются в программу производственного экологического контроля.

В соответствии с п. 9.1.2 Приказа Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 № 74, в программу контроля не включаются источники, выброс от которых по результатам рассеивания не превышает 0,1ПДКм.р загрязняющих веществ на границе предприятия (площадка строительства).

Стационарными источниками загрязнения атмосферы в период строительно-монтажных работ являются:

ИЗА№ 5501 - передвижная электростанция ЭД-16-Т400-2ВН

ИЗА№ 5502 -передвижной сварочный агрегат АДД-4002

ИЗА№ 5503 - передвижной компрессор ЗИФ-55;

ИЗА№ 9501 – работа автотранспорта;

ИЗА№ 9502 - сварочный пост;

ИЗА№ 9503 – покрасочный пост;

ИЗА№ 9504 – топливозаправщик.

ИЗА№ 9505 – пыление во время рытья/закапывания траншей

ИЗА№ 9506 - пересыпка стройматериалов.

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в пункте 4.1.2.1 данной книги.

Перечень загрязняющих веществ, поступающих от стационарных источников загрязнения и рекомендуемых к включению в программу экологического контроля для периода строительства определен по изолинии 0,1ПДКм.р на границе строительной площадки.

Настоящим проектом рекомендовано включить в программу исследований проведение замеров концентраций загрязняющих веществ:

- азота диоксид (азот (IV оксид);
- азот (II) оксид (Азот монооксид);
- дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид);
- углерода оксид (углерод окись; углерод монооксид, угарный газ);
- диметилбензол (смесь-о, м-, п-изомеров) (Метилтолуол);
- метилбензол (фенилметан);
- бутан-1-ол (Бутиловый спирт)
- бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							574

- этилацетат (Этиловый эфир уксусной кислоты);
- формальдегид (муравьиный альдегид, оксаметан, метиленоксид);
- взвешенные вещества (пыль);
- пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: -70-20

Точки контроля

Для возможности оценки результатов исследований соответствии гигиеническим нормативами, установленными СанПиН 1.2.3685-21 для нормируемых территорий, инструментальные замеры целесообразно проводить на границе нормируемых территорий: санитарно-защитной зоны УПН, ближайшей жилой зоны к площадке строительства: с. Новое Усманово, с. Бакаево, с. Ерилкино, с. Березовая Поляна, с. Красный Яр, с. Староборискино, а также на границе промышленной площадки (площадка строительства) для веществ, определенных по критерию значения концентраций ЗВ – 0,1 ПДКм.р (п. 9.1.2. Приказа Минприроды России от 28.02.2018 № 74).

Периодичность исследований – 1 раз в период строительства. Исследования необходимо проводить при направлении ветра от источника (площадка строительства) в сторону контролируемой точки. Результаты представляются в мг/м³.

Измерение, обработка результатов наблюдений и оценка загрязненности воздуха должны выполняться в соответствии с ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов», РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы» (в действующей части). Результаты опробования атмосферного воздуха необходимо сопоставить с нормативными требованиями СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

В соответствии с РД 52.04.840-2015, при проведении отбора проб необходимо фиксировать метеорологические показатели: температура (°C) и влажность (%) воздуха, атмосферное давление (кПа), скорость ветра (м/с).

План проведения исследований загрязнения атмосферы в период строительства представлен в таблице 7.2.1 Точки проведения исследований указаны в графической части Раздела ОВОС2.3 Лист 6.

Контроль факторов физического воздействия

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Строительство проектируемых объектов сопровождается использованием различных механизмов, автомобильного транспорта, строительной техники: автокранов, тракторов, бульдозеров и т.д.

Из возможных видов физического воздействия на окружающую среду, перечисленное оборудование в процессе своей работы является источником, прежде всего, шумового воздействия. Акустическое воздействие рассматривается как энергетическое загрязнение окружающей среды, в частности, атмосферы.

Поэтому, настоящим проектом считается целесообразным проведение исследований уровня шума, создаваемого источниками площадки строительства.

Точки контроля

Для определения уровня акустического воздействия строительных работ на нормируемые территории, настоящим проектом считается целесообразным проведение замеров шума на соответствие требованиям гигиенических нормативов, установленных СанПиН 1.2.3685-21 в следующих точках:

- с. Новое Усманово Камышлинского р-на Самарской области,

Результаты	Подпись	Имя	оборудование в процессе своей работы является источником, прежде всего, шумового воздействия. Акустическое воздействие рассматривается как энергетическое загрязнение окружающей среды, в частности, атмосферы.					
			Поэтому, настоящим проектом считается целесообразным проведение исследований уровня шума, создаваемого источниками площадки строительства.					
Подпись	Имя	<u>Точки контроля</u>						
		Для определения уровня акустического воздействия строительных работ на нормируемые территории, настоящим проектом считается целесообразным проведение замеров шума на соответствие требованиям гигиенических нормативов, установленных СанПиН 1.2.3685-21 в следующих точках:						
Подпись	Имя	с. Новое Усманово Камышлинского р-на Самарской области,						
		0261-01-00-ОВОС1						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист		
						575		

- с. Ерилкино Клявлинского района Самарской области,
- с. Березовая Поляна Клявлинского района Самарской области,
- с. Красный Яр Клявлинского района Самарской области;
- с. Бакаево Северного района Оренбургской области,
- с. Староборискино Северного района Оренбургской области.

Обоснование объемов работ

Контролю подлежат – эквивалентный, максимальный уровни звука, а также уровень звукового давления в октавных полосах. Результат представляется в параметрах «эквивалентный уровень шума» и «максимальный уровень шума» в дБА.

Поскольку строительные работы не проводятся в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰, то нормирование акустического воздействия проводится для дневного (с 7⁰⁰ ч до 23⁰⁰ ч) времени суток, согласно п. 14 таблицы 5.35 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека фактора среды обитания».

Периодичность контроля уровней шума в период строительства принята в соответствии с МУК 4.3.3722-21 «Контроль уровня шума на территории жилой застройки, в жилых и общественных зданиях и помещениях», не менее 2 раз

Лабораторно-инструментальные замеры проводятся однократно, в период проведения строительных работ. Высота отбора проб 1,5-2 метра от уровня земли. Одновременно с отбором проб атмосферного воздуха в акте фиксируются: направление и скорость ветра, температура воздуха, наличие осадков.

Измерения шума не должны проводиться во время выпадения осадков и при скорости ветра более 5 м/с. При скорости ветра свыше 5 м/с следует применять экран для защиты измерительного микрофона от ветра. Аппаратура, предназначенная для измерения шума, должна иметь действующее свидетельство о государственной или ведомственной поверке.

План проведения замеров уровня акустического воздействия в период строительства представлен в таблице 7.2.3. Точки проведения исследований указаны в графической части Раздела ОВОС2.3 Лист 6.

Результаты

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

576

Изм.			Таблица 7.2.2 – План-график проведения лабораторно-инструментальных замеров по фактору химического воздействия в период строительства									
Лист			Объект мониторинга	Место проведения исследования	Номер точки контроля (наблюдения)	Координаты МСК-63 (2 зона)	Загрязняющее вещество		Критерий оценки (ПДК м.р, мг/м³)	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
№ докум.							код	наименование				
Подпись			Контроль качества атмосферного воздуха по фактору химического загрязнения	граница СЗЗ УПН Байтуганская - граница с. Новое Усманово (северная окраина)	К.т-1 (РТ-39)	x=2320913.60 y=490678.80	0333	Дигидросульфид (водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,08	1 раз в период строительства, при направлении ветра от источника в сторону контрольной толчки	РД 52.04.795-2014	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
Дата				с. Ерилкино (восточная окраина)	К.т-2 (РТ-29)	x=2320288.30 y=503819.90	0621	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров, метилталуол)	0,6		ПНД Ф 13.1:3.68-09	
0261-01-00-ОВОС I				с. Березовая Поляна (восточная окраина)	К.т-3 (РТ-30)	x=2320115.00 y=499841.00	1210	Бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты)	0,1		ПНД Ф 13.1:32-02	
				с. Красный Яр (восточная окраина)	К.т-4 (РТ-31)	x=2316912.00 y=495641.50	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,2		РД 52.04.792-2014	
				с. Бакаево (северо-восточная окраина)	К.т-5 (РТ-40)	x=2323829.80 y=492052.20						
				с. Староборискино (южная окраина)	К.т-6 (РТ-41)	x=2325916.60 y=502103.10	0337	Углерода оксид (углерод окись; углерод монооксид, угарный газ)	5		ПНД ф 13.1::3.27-99	
578				Граница площадки строительства	К.т-11	x= 454930,8 y= 1276380,8	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,2			
							304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,4		РД 52.04.792-2014	
							616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров, метилталуол)	0,2		ПНД Ф 13.1:3.68-09	
							1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,1		МУ 2902-83	

Мониторинг подземных вод**Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований**

Поскольку площадка строительства проектируемых сооружений располагается в II, III поясе ЗСО скважин №№ 16, 17, настоящим проектом считается целесообразным провести отбор и анализ пробы подземной воды в период строительства.

Точки контроля

Отбор проб предлагается провести из водозаборных скважин № 16, 17.

Обоснование объемов работ

Настоящим проектом предлагается провести анализ отобранной пробы воды на полный химический анализ и спецкомпоненты, по которым в настоящее время осуществляется мониторинг подземных вод из водозаборных скважин.

Периодичность отбора проб – 1 раз, в период проведения строительных работ.

Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория.

План проведения мониторинга подземных вод в период строительства представлен в таблице 7.2.3. Точки контроля указаны в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист 6.

Таблица 7.2.3 – План-график исследования подземных вод в период строительства

Таблица 7.2.3 План график исследований подземных вод в период строительства					
Место проведения исследований	Определяемый компонент	ПДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
Органолептические показатели					
Скважины № 16, 17	запах	2 бал.	1 раз, в период строительства	ГОСТ Р 57164-2016	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	привкус,	2 бал.		ГОСТ Р 57164-2016	
	цветность	20 град.		ГОСТ 31868-2012	
	мутность	не более 2,6 - 3,5 ЕМФ		ГОСТ Р 57164-2016	
Обобщенные показатели					
Скважины № 16, 17	Водородный показатель pH	6-9 ед.	1 раз, в период строительства	РД 52.24.495-2017	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Общая минерализация (сухой остаток)	1500		ПНД Ф 14.1:2:4.261-10	
	Жесткость общая	10 мг-экв/дм ³		ГОСТ 31954-2012	
	Окисляемость перманганатная	7,0		ГОСТ 55864-2013	
	Нефтепродукты (суммарно)	0,1		ГОСТ 31953-2012	
	Поверхностно-активные вещества (ПАВ), анионактивные	0,5		ГОСТ 31857-2012	
	Фенольный индекс	0,25		ПНД Ф 14.1:2:225-2006	
Общий химический состав					
	Fe общее	0,3		РД 52.24.358-2019	

Результаты

Подпись

Имя, №, дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

579

Скважины № 16, 17	Аммиак и аммоний ион	1,5	1 раз, в период строительства	ГОСТ 33045-2014	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Нитрат-ион	45		РД 52.24.367-2010	
	Нитрит-ион	3,0		ГОСТ 33045-2014	
	Полифосфаты	3,5		ГОСТ 18309-2014	
	Кальций			РД 52.24.470-2014	
	Магний			РД 52.24.470-2014	
	Гидрокарбонаты			ГОСТ 31957-2012	
	Карбонаты			ГОСТ 31957-2012	
	Хлориды	350		РД 52.24.402-2011	
	Сульфаты	500		РД 52.24.405-2018	
	Натрий	200		РД 52.24.365-2008	
	Калий	-		ПНД Ф 14.1:2:3:4.265-2011	
	Марганец	0,1		ГОСТ 4974-2014	
	Медь	1		МУК 4.1.1258-03	
	Свинец	0,01		ПНД Ф 14.1:2:3:4- 2007	
	Цинк	5		МУК 4.1.1256-03	

Мониторинг поверхностных вод (в том числе мониторинг водоохранных зон, прибрежных защитных полос, гидробиологический мониторинг, мониторинг донных отложений)

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Поскольку участки строительства проектируемых сооружений располагается в водоохранной зоне и прибрежной защитной полосе р. Мокрый Якшигул и ручьев без названия, настоящим проектом считается целесообразным провести отбор и анализ проб поверхностной воды в период строительства переходов через естественные преграды.

Исследования донных отложений в рамках настоящего проекта считается не целесообразным, поскольку строительство водных переходов не предусматривает работы по перемещению донных отложений на поверхность.

Проектными решениями не предусмотрен забор воды из поверхностных водотоков, а также работ в русле реки и руч. б/н., поэтому проведение гидробиологического мониторинга считается не целесообразным.

Точки контроля

Отбор проб предлагается провести из р. Мокрый Якшигул, руч. без названия на участке пересечения нефтегазопровода от УЗ-35 до УПН (при наличии водотока), от АГЗУ-22 до ДНС-2 (при наличии водотока).

Обоснование объемов работ

Настоящим проектом предлагается провести анализ отобранных проб воды на полный химический анализ и спецкомпоненты, по которым в настоящее время осуществляется мониторинг поверхностных вод согласно «Программе по организации и ведению мониторинга...».

Периодичность отбора проб – 1 раз, в период проведения строительных работ.

Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория.

План проведения мониторинга поверхностных вод в период строительства представлен в таблице 7.2.4. Точки контроля указаны в графической части Раздела ОВОС 2.2 Лист 6.

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							580

Таблица 7.2.4 – План-график исследования поверхностных вод в период строительства

Место проведения исследований (МСК-63 2 зона)		Определяемый компонент	ПДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
Органолептические показатели						
м.1в – р. Мокрый Якшигул	(х=2320494,082 у=492851,057)	запах	2 бал.	1 раз, в период строительства	ГОСТ Р 57164-2016	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
		привкус,	2 бал.		ГОСТ Р 57164-2016	
		цветность	20 град.		ГОСТ 31868-2012	
		мутность	не более 2,6 - 3,5 ЕМФ		ГОСТ Р 57164-2016	
Обобщенные показатели						
м.2в – руч. б/н в районе р. Окана	(х=2322718,673 у=497241,885)	Водородный показатель рН	6-9 ед.	1 раз, в период строительства	РД 52.24.495-2017	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
		Общая минерализация (сухой остаток)	1500		ПНД Ф 14.1:2:4.261-10	
м.3в – р. Мокрый Якшигул	(х=2321372,744 у=492689,281)	Жесткость общая	10 мг-экв/дм ³		ГОСТ 31954-2012	
		Окисляемость перманганатная	7,0		ГОСТ 55864-2013	
		Нефтепродукты (суммарно)	0,1		ГОСТ 31953-2012	
		Поверхностно-активные вещества (ПАВ), анионактивные	0,5		ГОСТ 31857-2012	
		Фенольный индекс	0,25		ПНД Ф 14.1:2:225-2006	
		Общий химический состав				
		Fe общее	0,3	1 раз, в период строительства	РД 52.24.358-2019	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
		Аммиак и аммоний ион	1,5		ГОСТ 33045-2014	
		Нитрат-ион	45		РД 52.24.367-2010	
		Нитрит-ион	3,0		ГОСТ 33045-2014	
		Полифосфаты	3,5		ГОСТ 18309-2014	
		Кальций			РД 52.24.470-2014	
		Магний			РД 52.24.470-2014	
		Гидрокарбонаты			ГОСТ 31957-2012	
		Карбонаты			ГОСТ 31957-2012	
		Хлориды	350		РД 52.24.402-2011	
		Сульфаты	500		РД 52.24.405-2018	
		Натрий	200		РД 52.24.365-2008	
		Калий	-		ПНД Ф 14.1:2:3:4.265-2011	
		Марганец	0,1		ГОСТ 4974-2014	
		Медь	1		МУК 4.1.1258-03	
		Свинец	0,01		ПНД Ф 14.1:2:3:4-2007	
		Цинк	5		МУК 4.1.1256-03	

Настоящим проектом рекомендуется визуальный контроль за состоянием участка строительства в границах водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы поверхностных водотоков, в целях недопущения загрязнения и захламления территории, а

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							581

также соблюдения природоохранных мероприятий, предусмотренных настоящим проектом, указанным в п. 5.3 настоящего проекта.

Мониторинг почвенного покрова

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Процесс строительства связан с производством работ по разработке, перемещению почвогрунта, планировкой территории. Во время производства строительных работ на площадке строительства находится автотранспорт, строительная техника, которые потенциально могут являться источниками загрязнения почвенного покрова в результате разлива ГСМ.

Поэтому, настоящим проектом считается целесообразным проведение исследований качества почв на площадке строительства.

Контроль загрязнения почвогрунтов осуществляется визуальным и инструментальными методами. Первый заключается в осмотре территории и регистрации мест нарушений и загрязнений земель в районе производства работ. Второй – дает качественную и количественную информацию о содержании загрязняющих веществ. Отбор проб почвогрунтов проводится на площадках, закладываемых так, чтобы исключить искажения результатов анализов под влиянием окружающей среды (в сухую безветренную погоду).

Точки контроля

Визуальный контроль состояния почв осуществляется на всей территории, занятой строительством проектируемых объектов, для обнаружения участков загрязнения.

Инструментальный контроль осуществляется с отбором и анализом почв на участке строительства. Отбор проб предлагается провести на участке строительства, расположенной в зоне с особыми условиями использования территории (водоохранная зона р. Мокрый Якшигул, руч. б/н, II и II пояс зоны санитарной охраны скв. № 16,17).

Обоснование объемов работ

Площадь работ в пределах площадки ВОС и II III поясов ЗСО менее 5 га. Согласно п. 7 ГОСТ 17.4.3.01-83 «Общие требования к отбору почв», для оценки качества почв площадки строительства достаточно провести исследования 1 объединённой пробы.

Опробование почв на химическое загрязнение производится на контрольных площадках (КП) размером не менее 5х5 м (20-25 м²) (МУ 2.1.7.730-99, СП 11-102-97) и не более 10х10 м (ГОСТ 17.4.4.02-2017) в интервале глубин не менее 0–20 см (ГОСТ 17.4.4.02-17, МУ 2.1.7.730-99) и не более 0–30 см (СП 11-102-97), методом конверта: отбирается 5 точечных проб, объединяемых после отбора в 1 комплексную.

Контролируемые параметры загрязнения почвенного покрова согласно п. 120 гл. VII, СанПиН 2.1.3684-21:

- pH;
- нефтепродукты;
- тяжелые металлы (кадмий, цинк, медь, свинец, никель, ртуть, мышьяк);
- бенз(а)пирен.

Результаты опробования почв необходимо сопоставить с нормативными требованиями, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория.

План проведения исследований почв в период строительства представлен в таблице 7.2.5. Точки контроля указаны в графической части Раздела ОВОС2.2, Лист 6.

Результаты	№		- рН; - нефтепродукты; - тяжелые металлы (кадмий, цинк, медь, свинец, никель, ртуть, мышьяк); - бенз(а)пирен. Результаты опробования почв необходимо сопоставить с нормативными требованиями, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория. План проведения исследований почв в период строительства представлен в таблице 7.2.5. Точки контроля указаны в графической части Раздела ОВОС2.2, Лист 6.					
Подп. и дата								
Изм. № подл.								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1		Лист
								582

Таблица 7.2.5 – План-график исследования почв в период строительства

Место проведения исследований	Определяемый компонент	ПДК/ОДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
1. Участок строительства в пределах водоохранной зоны р. Мокрый Якшигул; 2. Участок строительства в пределах водоохранной зоны руч. б/н 3. Участок строительства в пределах II, III поясов ЗСО скв. № 16, 17.	Водородный показатель рН(водн)	-	1 раз, в период строительства	ГОСТ 26423 п.4	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Нефтепродукты	<1000*		ПНД Ф 16.1:2.21	
	кадмий (вал.ф)	/2,0		ПНД Ф 16.1:2:2:2:3.48	
	цинк (вал.ф)	/220,0		ПНД Ф 16.1:2:2:2:3.48	
	медь (вал.ф)	/132,0		ПНД Ф 16.1:2:2:2:3.48	
	свинец (вал.ф)	/130,0		ПНД Ф 16.1:2:2:2:3.48	
	никель (вал.ф)	/80,0		МУ 31-18/06	
	ртуть	2,1/		ПНД Ф 16.1:2:2:2:3.48	
	мышьяк	/10,0		ПНД Ф 16.1:2:2:2:3.48	
	бенз(а)пирен	0,02/		ПНД Ф 16.1:2:2:2:2:3.39	

*-в соответствии с письмом Минприроды РФ № 04-25 от 27 декабря 1993 г., а также согласно «Методическим рекомендациям по выявлению деградированных и загрязненных земель»

Мониторинг в области обращения с отходами

Сведения об отходах производства и потребления, образующихся в период строительства, представлены в п. 4.9.2 данной книги.

ООО «БайТекс» на имеет собственные объекты размещения отходов. Для обеспечения безопасного обращения с отходами на территории временного строительного городка оборудуются места (площадки) для сбора образующихся отходов в соответствии с установленными правилами, нормативами и требованиями в области обращения с отходами.

По мере накопления, отходы передаются специализированным организациям имеющим соответствующие лицензии на обращение с отходами.

Сведения об организациях, осуществляющих деятельность по обращению с отходами производства и потребления, представлены в таблице 4.11.6 п. 4.9.2 данной книги.

В процессе обращения с отходами необходимо осуществлять визуальный контроль территории строительной площадки для исключения ее захламления образующимися отходами. Необходимо соблюдать требования по складированию отходов производства и потребления в специально предусмотренных местах и осуществлять своевременную передачу отходов специализированным организациям для дальнейшего размещения и утилизации.

Ответственность за безопасным обращением с отходами и порядком осуществления производственного контроля в области обращения с отходами возлагается на уполномоченных представителей строительных компаний, ответственных за вопросы охраны окружающей среды.

Лица, ответственные за безопасное обращение с отходами назначаются приказом руководителя строительной компании и получают профессиональную подготовку. Периодически должен проводиться инструктаж персонала о правилах обращения с отходами.

В целях безопасного обращения с отходами на участке строительства должны быть

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							583

разработаны «Инструкции по обращению с отходами применительно к конкретным видам отходов», образующихся на участке строительства.

Обращение с отходами при строительстве объекта включает в себя следующие операции:

- организация мест накопления отходов;
- накопление отходов;
- первичный учет отходов;
- обеспечение безопасного накопления отходов;
- подготовка отходов к транспортировке.

Организация мест накопления отходов

В период строительства на территории строительного городка организованы места, предназначенные для сбора и накопления отдельных видов отходов, с последующим их вывозом организациями, имеющими лицензию на соответствующий вид деятельности.

Необходимой основой для организации производственного контроля, а также качественного сбора образующихся отходов является использование емкостей (контейнеров) предназначенных для каждого конкретного вида отходов, с соответствующей маркировкой. Рекомендуется приемные контейнеры маркировать в зависимости подрядной организации, выполняющей сбор отходов согласно заключенным договорам, с указанием вида отхода собираемого в контейнер. Данные маркировки будут соответствовать классу опасности отходов, агрегатному состоянию, токсичности и пожароопасности отходов.

В зависимости от технологической и физико-химической характеристики, настоящим проектом предусмотрено накопление отходов:

- в металлических контейнерах с крышкой;
- на открытой водонепроницаемой площадке с навесом.

Первичный учет образующихся отходов

В рамках производственного экологического контроля, производимого силами уполномоченных лиц строительной компании, на участке строительства объекта должен осуществляться учет образования, накопления и передача отходов специализированным организациям, имеющим лицензии на обращение с отходами производства и потребления.

Контроль за обращением с отходами должен вестись регулярно, до окончания процесса строительства.

Контролируемые характеристики и показатели

Воздействие отходов на окружающую среду может проявиться только при нарушении правил их накопления и периодичности вывоза.

С целью минимизации негативных воздействий на окружающую среду на площадках накопления образующихся отходов должен вестись контроль за выполнением разработанных мероприятий по снижению их влияния на состояние окружающей среды, включающих в себя:

- своевременное оформление/продление договоров на сбор отходов со специализированными организациями, имеющими лицензии на осуществление деятельности по обращению с отходами I – IV класса опасности;
- своевременное обучение сотрудников, ответственных за обращение с отходами, и получение соответствующих сертификатов и свидетельств;
- регулярный инструктаж персонала о правилах обращения с отходами с персоналом предприятия;
- организация ведения первичного учета образования отходов, их накопления, транспортировки и перемещения;

Результат	№
Подпись	Дата
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
584

- контроль за содержанием мест (площадками) накопления отходов;
- осуществление своевременного вывоза отходов и не допущение их сверхлимитного накопления.

Таблица 7.4.6 - План-график контроля за безопасным накоплением отходов на площадке строительства

Объект контроля	Контролируемые характеристики	Периодичность контроля	Метод контроля	Кем выполняется контроль
Место накопления отходов	1. Маркировка контейнеров 2. Исправность и герметичность контейнеров 3. Степень заполненности контейнеров 4. Периодичность вывоза 5. Раздельное хранение отходов	Ежедневно, в период строительства	Визуальный, записи в журналах учета образования и перемещения отходов	Ответственный специалист строительной компании

Мониторинг геологической среды

Геологическая среда - верхняя часть литосферы, находящаяся в пределах интенсивного влияния инженерно-хозяйственной деятельности.

По объектам наблюдения геоэкологический мониторинг подразделяется на:

- мониторинг горных пород;
- мониторинг подземных вод (предусмотрен);
- мониторинг недр.

Оценка и изучение техногенных изменений состава, структуры и свойств горных пород имеет важное экологическое значение в зоне развития многолетнемерзлых пород. Участок строительства не находится в зоне развития многолетней мерзлоты.

Проводимые в рамках мониторинга геологической среды исследования направлены, главным образом, на изучение режима пресных подземных вод и экзогенных (а также, частично, эндогенных) опасных геологических процессов.

Согласно п. 3.4 данной книги, из опасных геологических и инженерно-геологических процессов, отрицательно влияющих на строительство проектируемых сооружений, отмечено развитие процесса морозного пучения.

Согласно п. 1.7 отчета по результатам инженерно-геологических изысканий, средняя глубина сезонного промерзания почво-грунта 1,37 м.

Наиболее интенсивное строительство проектируемых сооружений осуществляется в благоприятный климатический период для данного вида работ (весна-лето-осень). Явления морозного пучения для данного периода года не характерно.

На основании вышеизложенного, проведение мониторинга геологической среды в период строительства считается не целесообразным.

Мониторинг растительного мира

Строительство осуществляется на территории промысла с сформированным антропогенно – природным равновесием. Все виды растительного мира, находящиеся в зоне влияния проектируемого объекта, прошли стадию адаптации антропогенного воздействия.

В связи с вторичным (антропогенным) происхождением растительности на

Резонанс №	
Подм. и дата	
Изм. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							585

прилегающей территории, отсутствии редких и охраняемых видов растений, при условии, что строительные работы происходят без вырубki древесной растительности, в пределах существующих площадок скважин и коридора коммуникаций, проведение фитомониторинга в период строительства нецелесообразно.

Настоящим проектом рекомендуется визуальный контроль восстановления растительности на участках рекультивируемых земель. Согласно проектным решениям, площадь земель биологической рекультивации 1152748 кв.м. Этапы проведения биологической рекультивации распределены на 3-х годовой период. Виды работ по каждому этапу указаны в п. 5.2 данной книги. Уход за посевами многолетних трав проводят ежегодно, в течении 3-х месяцев, благоприятного для ведения мелиоративных работ. На данном этапе осуществляется визуальный контроль за процессом восстановления растительности, до окончания работ биологической рекультивации и сдачи земель собственнику.

Мониторинг животного мира

На территории строительства отсутствуют эндемичные, редкие, ценные и особо охраняемые животные, занесенные в Красные Книги РФ и субъектов Федерации виды наземных млекопитающих и следы их миграций.

Площадка строительства находится на территории охотничьих угодий «Камышлинское», общедоступных охотничьих угодий Клявлинского муниципального района Самарской области (ОдОУ м.р. Клявлинский), ООО «Байтуган Сервис». Сведения о наличии путей сезонных миграций на официальных сайтах Министерства природных ресурсов Оренбургской области и Департамента охоты и рыболовства Самарской области отсутствуют, в официальных ответах уполномоченных органов информация не предоставлена (см. п 3.13 данной книги). Поэтому в рамках данного проекта сделаны выводы, что на территории строительства пути миграции отсутствуют.

Строительство проектируемых сооружений осуществляется через р. Мокрый Якшигул и руч. б/н, которые являются объектами рыбохозяйственного назначения II категории. Переход нефтегазопроводов через водные объекты осуществляется надземным способом. Непосредственно русла реки и руч. б/н не затрагивается. Забор воды из поверхностного водотока для нужд строительства не предусматривается.

В результате рекогносцировочного обследования территории намечаемой деятельности, диких животных, их местообитаний, следов их жизнедеятельности (гнезда, норы) не обнаружены.

Настоящим проектом рекомендуется соблюдать природоохранные мероприятия, предусмотренные п. 5.7.2 данной книги и осуществить визуальный контроль за объектами животного мира непосредственно на площадке строительства и прилегающей территории.

Мониторинг окружающей среды в случае возникновения аварийной ситуации

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения мониторинга

В настоящем проекте рассматривались сценарии возникновения аварийной ситуации, связанные с разгерметизацией топливозаправщика, проливом ГСМ от работающей строительной техники.

Топливозаправщик размещен на площадке с покрытием из железобетонных плит, размером 8х6 м, высота обортовки 0,15 м. Габариты площадки обеспечивают вместимость дизельного топлива (в случае полной разгерметизации) без перелива ГСМ и загрязнения почвы. По наибольшему ущербу, наносимому окружающей среде, из числа всех возможных аварийных ситуаций следует выделить разгерметизацию топливозаправщика с возгоранием. В случае возгорания топливозаправщика, в атмосферный воздух поступают загрязняющие вещества, в том числе I, II класса опасности. Поэтому, настоящим проектом считается целесообразным проведение исследований качества атмосферного воздуха нормируемых

Рез. и.и.и. №	<u>Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения мониторинга</u> В настоящем проекте рассматривались сценарии возникновения аварийной ситуации, связанные с разгерметизацией топливозаправщика, проливом ГСМ от работающей строительной техники.							
	Топливозаправщик размещен на площадке с покрытием из железобетонных плит, размером 8х6 м, высота обортовки 0,15 м. Габариты площадки обеспечивают вместимость дизельного топлива (в случае полной разгерметизации) без перелива ГСМ и загрязнения почвы. По наибольшему ущербу, наносимому окружающей среде, из числа всех возможных аварийных ситуаций следует выделить разгерметизацию топливозаправщика с возгоранием. В случае возгорания топливозаправщика, в атмосферный воздух поступают загрязняющие вещества, в том числе I, II класса опасности. Поэтому, настоящим проектом считается целесообразным проведение исследований качества атмосферного воздуха нормируемых							
Изм. № подл.							0261-01-00-ОВОС I	Лист 586
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

территорий и оценка полученных результатов на соответствие санитарно-гигиеническим нормативам, в случае возникновения данной аварийной ситуации. Аналитические исследования выполняются за максимально-возможный короткий промежуток времени с тем, чтобы определить уровень загрязнения атмосферы на момент окончания аварийно-ликвидационных работ.

В случае проливов ГСМ от работающей техники, основному негативному воздействию подвергается почва. После удаления загрязнённого участка почвы, рекомендуется провести отбор и анализ почв на соответствие качества почвы санитарно-гигиеническим нормативам, установленным СанПиН 1.2.3685-21.

Обоснование объемов работ

При выборе загрязняющих веществ, включаемых в программу исследований атмосферного воздуха, учитывались требования Приказа Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 № 74 "Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля".

В соответствии с п. 9.1.1 в план-график контроля должны включаться загрязняющие вещества, в том числе маркерные, которые присутствуют в выбросах стационарных источников и в отношении которых установлены технологические нормативы, предельно допустимые выбросы, временно согласованные выбросы.

Загрязняющие вещества, которые присутствуют в выбросах источников загрязнения атмосферы, функционирующих в период строительства представлены в таблице 4.13.10 пункта 4.13.2.

Из данного перечня загрязняющих веществ диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо), Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) и углерод (Пигмент черный) не включены в Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.07.2015 г № 1316-р (с изм. от 10.05.2019 г.) «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды». Санитарными правилами СанПиН 1.2.3685-21 не установлены предельно допустимые концентрации для загрязняющего вещества - керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный) (ОБУВ 1,2 мг/м³). Следовательно, загрязняющие вещества: диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо), Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид), углерод (Пигмент черный) и керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный) не включаются в программу производственного экологического контроля.

В соответствии с п. 9.1.2 Приказа Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 № 74, в программу контроля не включаются источники, выброс от которых по результатам рассеивания не превышает 0,1ПДКм.р загрязняющих веществ на границе предприятия (площадка строительства).

Основным стационарным источником загрязнения атмосферы в период аварийного горения топливозаправщика являются:

ИЗА № 5504 – площадка аварийного горения топливозаправщика. Сценарий «б»

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в пункте 4.13.2 данной книги.

Перечень загрязняющих веществ, поступающих от стационарных источников загрязнения и рекомендуемых к включению в программу экологического контроля для периода строительства определен по изолинии 0,1ПДКм.р на границе строительной площадки.

Резюме	№	Российской Федерации от 28.02.2018 № 74, в программу контроля не включаются источники, выброс от которых по результатам рассеивания не превышает 0,1ПДКм.р загрязняющих веществ на границе предприятия (площадка строительства).						
		Основным стационарным источником загрязнения атмосферы в период аварийного горения топливозаправщика являются:						
Подпись	Дата	ИЗА № 5504 – площадка аварийного горения топливозаправщика. Сценарий «б»						
		Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в пункте 4.13.2 данной книги.						
Изм. №	Подпись	Перечень загрязняющих веществ, поступающих от стационарных источников загрязнения и рекомендуемых к включению в программу экологического контроля для периода строительства определен по изолинии 0,1ПДКм.р на границе строительной площадки.						
								0261-01-00-ОВОС I
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Настоящим проектом рекомендовано включить в программу исследований проведение замеров концентраций загрязняющих веществ:

- азота диоксид (азот (IV оксид);
- азот (II) оксид (Азот монооксид);
- сера диоксид;
- дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид);
- углерода оксид (углерод окись; углерод монооксид, угарный газ);
- диметилбензол (смесь-о, м-, п-изомеров) (Метилтолуол);
- метилбензол (фенилметан);
- бутан-1-ол (Бутиловый спирт)
- бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты);
- этилацетат (Этиловый эфир уксусной кислоты);
- формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид);
- пропан-2-он (Диметилкетон, диметилформальдегид);
- этановая кислота (Метанкарбоновая кислота)
- взвешенные вещества (пыль);
- пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:-70-20

Площадь загрязнённого участка, в случае возникновения аварийного разлива ГСМ, менее 5 га. Согласно п. 7 ГОСТ 17.4.3.01-83 «Общие требования к отбору почв», для оценки качества почв после удаления загрязнённого грунта достаточно провести исследования 2 проб.

Опробование почв на химическое загрязнение производится в интервале глубин 0–0,2 см, 0,2 – 0,4 м по диагонали загрязнённого участка через каждые 8-10 м, начиная с края (Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах»)

Контролируемые параметры загрязнения почвенного покрова согласно п. 120 гл. VII, СанПиН 2.1.3684-21:

- pH;
- нефтепродукты;
- тяжелые металлы (кадмий, цинк, медь, свинец, никель, ртуть, мышьяк);
- бенз(а)пирен.

Результаты опробования почв необходимо сопоставить с нормативными требованиями, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория.

План проведения исследований почв в период строительства представлен в таблице 7.2.7. Точки контроля указаны в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист 6.

Точки контроля атмосферного воздуха

Для возможности оценки результатов исследований атмосферного воздуха с гигиеническими нормативами, установленными СанПиН 1.2.3685-21 для нормируемых территорий, инструментальные замеры целесообразно проводить на границе нормируемых территорий: ближайшие жилые зоны:

- с. Новое Усманово Камышлинского р-на Самарской области,
- с. Ерилкино Клявлинского района Самарской области,
- с. Березовая Поляна Клявлинского района Самарской области,
- с. Красный Яр Клявлинского района Самарской области;
- с. Бакаево Северного района Оренбургской области,

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							588

- с. Староборискино Северного района Оренбургской области.

Периодичность исследований – 1 раз в период аварийного горения топливозаправщика и/или после ликвидации аварии. Исследования необходимо проводить при направлении ветра от источника (площадка топливозаправщика) в сторону контролируемой точки. Результаты представляются в мг/м³.

Измерение, обработка результатов наблюдений и оценка загрязненности воздуха должны выполняться в соответствии с ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов», РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы» (в действующей части). Результаты опробования атмосферного воздуха необходимо сопоставить с нормативными требованиями СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

В соответствии с РД 52.04.840-2015, при проведении отбора проб необходимо фиксировать метеорологические показатели: температура (°C) и влажность (%) воздуха, атмосферное давление (кПа), скорость ветра (м/с).

План проведения исследований загрязнения атмосферы в период аварийной ситуации периода строительства представлен в таблице 7.2.7. Точки проведения исследований указаны в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист 6.

Точки контроля почв

Для оценки качества почв при аварийной ситуации, целесообразно проводить отбор пробы на участке разлива ГСМ

План проведения исследований загрязнения атмосферы в период аварийной ситуации периода строительства представлен в таблице 7.2.7. Точки проведения исследований указаны в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист 6.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							589

Таблица 7.2.7 – План-график проведения лабораторно-инструментальных замеров по фактору химического воздействия на атмосферный воздух при аварийной ситуации в период строительства

Объект мониторинга	Место проведения исследования	Номер точки контроля (наблюдения)	Координаты МСК-56 (1зона)	Загрязняющее вещество		Критерий оценки (ПДК м.р, мг/м³)	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
				код	наименование				
Контроль качества атмосферного воздуха по фактору химического загрязнения	граница СЗЗ УПН Байтуганская - граница с. Новое Усманово (северная окраина)	К.т-1 (РТ-39)	x=2320913.60 y=490678.80	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,2	1 раз в период аварии, при направлении ветра от источника сторону контрольной точки	РД 52.04.795-2014	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
				0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,4		РД 52.04.795-2014	
				0330	Сера диоксид	0,5		РД 52.04.794-2014	
				0333	Дигидросульфид (водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,08		ПНД Ф 13.1:3.68-09	
	с. Ерилкино (восточная окраина)	К.т-2 (РТ-29)	x=2320288.30 y=503819.90	0337	Углерода оксид (углерод окись; углерод монооксид, угарный газ)	5		ПНД Ф 13:1:2:3.27-99	
				0621	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол)	0,6		ПНД Ф 13.1:32-02	
				1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,05		РД 52.04.823-2015	
	с. Березовая Поляна (восточная окраина)	К.т-3 (РТ-30)	x=2320115.00 y=499841.00		1210	Бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты)		0,1	
				0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,2		РД 52.04.795-2014	
	с. Красный Яр (восточная окраина)	К.т-4 (РТ-31)	x=2316912.00 y=495641.50	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,4		РД 52.04.795-2014	
				0330	Сера диоксид	0,5		РД 52.04.794-2014	
				0333	Дигидросульфид (водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,08		ПНД Ф 13.1:3.68-09	
	с. Бакаево (северо-восточная окраина)	К.т-5 (РТ-40)	x=2323829.80 y=492052.20	0337	Углерода оксид (углерод окись; углерод монооксид, угарный газ)	5		ПНД Ф 13:1:2:3.27-99	
				0621	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол)	0,6		ПНД Ф 13.1:32-02	
				1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,05		РД 52.04.823-2015	
	с. Староборискино (южная окраина)	К.т-6 (РТ-41)	x=2325916.60 y=502103.10	0337	Углерода оксид (углерод окись; углерод монооксид, угарный газ)	5		ПНД Ф 13:1:2:3.27-99	
				1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,05		РД 52.04.823-2015	

7.3 Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга в период эксплуатации проектируемых объектов

Предложения и рекомендации по организации производственного экологического контроля и экологического мониторинга для периода эксплуатации проектируемых объектов Байтуганского месторождения, разрабатывались с учетом утвержденных

- Программы по организации и ведению мониторинга геологической среды и состояния недр Байтуганского месторождения (Самара, 2017 г.);
- Программы мониторинга геологической среды Байтуганского месторождения нефти ООО «БайТекс» (Оренбургская область) (Самара, 2011г.);
- График экологического контроля ООО «БайТекс» на 2021 г.

Производственный экологический мониторинг атмосферного воздуха

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Для определения целесообразности расширения утвержденного «Графика экоаналитического контроля», были учтены результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту расчета № 3 – определение зоны влияния проектируемых источников загрязнения атмосферы. Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по Варианту расчета № 3 показал, что зона влияния (изолиния 0,05 ПДК) проектируемых объектов не выходит за границы промышленных площадок, следовательно, проектируемые ИЗА вносят минимальный вклад в уровень загрязнения атмосферы на границе установленных СЗЗ и границах населенных пунктов.

На основании вышеизложенного, расширение утвержденного «Графика экоаналитического контроля», в рамках настоящего проекта считается нецелесообразным.

Контроль факторов физического воздействия

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Оценка воздействия проектируемых объектов Байтуганского месторождения на окружающую среду по фактору физического воздействия проведена в п. 4.2.2 данной книги.

Проектируемые сооружения не являются источниками электромагнитного излучения промышленной частоты 50 Гц, источниками ионизирующего, теплового излучения, источниками вибрационного воздействия.

Проведенные расчеты ожидаемого акустического воздействия проектируемых сооружений, с учетом существующих ИПШ показал, что на границе санитарно-защитной зоны и на границе ближайших населенных пунктов, эквивалентный и максимальный уровень шума не превышает предельно-допустимые уровни, установленные СанПиН 1.2.3685-21 для дневного и ночного времени суток.

Учитывая значительную удаленность ближайших населенных пунктов от промысловых объектов, а также результаты проведенных расчетов акустического воздействия, проведение натурных замеров уровня шума на границе установленной санитарно-защитной зоны и границе ближайших населенных пунктов, считается не целесообразным.

Мониторинг подземных вод

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Проектируемые объекты обустройства IX очереди Байтуганского месторождения располагается в III поясе ЗСО скважин №№ 16, 17 (см. п. 3.14.7).

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							591

В настоящее время ООО «БайТекс» осуществляет производственно-экологический контроль за состоянием подземных вод Новоусмановского водозабора согласно «Программе по организации мониторинга ...» (Самарская область).

Пункты контроля, перечень контролируемых показателей, периодичность контроля указаны в п. 7.1 настоящей книги.

Поэтому в рамках настоящего проекта расширение утвержденной «Программы ведения мониторинга...» подземных вод ООО «БайТекс» считается не целесообразным.

Мониторинг почвенного покрова

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Мониторинг состояния почв на территории Байтуганского месторождения осуществляется в соответствии с утвержденной «Программой ведения мониторинга ...» (Самарская область), (Оренбургская область). Исследования проводятся на объектах промысла Байтуганского месторождения.

Проектируемые скважины, расположенные на территории существующих площадок скважин, включенные в программу мониторинга: 1694н (т.6г*), 1717 (т.1г).

Проектируемые скважины, не включенные в программу мониторинга: 590, 1738А, 1749, 420А, 429А, 1670А, 1748, 1750, 584А, 569, 1747, 1751, 1752, 562, 564, 1004, 571, 1007, 1014, 572н, 573, 575, 576, 565, 1019, 581, 1578, 1024, 589, 1025, 437, 512н, 511, 510, 1044, 1222, 1203, 1721н, 1211, 1214, 1586, 809А, 1647, 1620, 1231, 1079, 554, 459н, 478, 1230, 1502, 1037, 1599н, 499н, 499Ан).

Поэтому настоящим проектом считается целесообразным включить в утверждённую «Программу ведения мониторинга...» ООО «БайТекс» точки контроля почв на территории обустройства площадок скважин, не включенных в утверждённую программу.

Точки контроля

Визуальный контроль состояния почв осуществляется на всей территории объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения, для обнаружения участков загрязнения.

Инструментальный контроль осуществляется с отбором и анализом почв. Отбор проб предлагается провести в 30 м по уклону от скважин, указанных с в таблице 7.3.1.

Обоснование объемов работ

Площадь добывающих скважин менее 5 га. Согласно п. 7 ГОСТ 17.4.3.01-83 «Общие требования к отбору почв», для оценки качества почв достаточно провести исследования 1 объединённой пробы.

Опробование почв на химическое загрязнение производится на контрольных площадках (КП) размером не менее 5х5 м (20-25 м²) (МУ 2.1.7.730-99, СП 11-102-97) и не более 10х10 м (ГОСТ 17.4.4.02-2017) в интервале глубин не менее 0–20 см (ГОСТ 17.4.4.02-17, МУ 2.1.7.730-99) и не более 0–30 см (СП 11-102-97), методом конверта: отбирается 5 точечных проб, объединяемых после отбора в 1 комплексную.

Контролируемые параметры загрязнения почвенного покрова согласно п. 120 гл. VII, СанПиН 2.1.3684-21:

- pH;
- нефтепродукты;
- тяжелые металлы (кадмий, цинк, медь, свинец, никель, ртуть, мышьяк);
- бенз(а)пирен.

Результаты опробования почв необходимо сопоставить с нормативными требованиями, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория.

Взам. инв. №	точечных проб, объединяемых после отбора в 1 комплексную.					
	Контролируемые параметры загрязнения почвенного покрова согласно п. 120 гл. VII, СанПиН 2.1.3684-21:					
Подп. и дата	- pH; - нефтепродукты; - тяжелые металлы (кадмий, цинк, медь, свинец, никель, ртуть, мышьяк); - бенз(а)пирен.					
	Результаты опробования почв необходимо сопоставить с нормативными требованиями, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».					
Изм. № подл.	Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория.					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
592

План проведения исследований почв в период эксплуатации представлен в таблице 7.3.1 Точки контроля указаны в графической части Раздела ОВОС2.2 Лист 7.

Таблица 7.3.1 – План-график исследования почв в период эксплуатации проектируемых объектов Байтуганского месторождения

Место проведения исследований	Определяемый компонент	ПДК/ОДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
Обобщенные показатели					
30 м по уклону от скважин: 590, 1738А, 1749, 420А, 429А, 1670А, 1748, 1750, 584А, 569, 1747, 1751, 1752, 562, 564, 1004, 571, 1007, 1014, 572н, 573, 575, 576, 565, 1019, 581, 1578, 1024, 589, 1025, 437, 512н, 511, 510, 1044, 1222, 1203, 1721н, 1211, 1214, 1586, 809А, 1647, 1620, 1231, 1079, 554, 459н, 478, 1230, 1502, 1037, 1599н, 499н, 499Ан)	Водородный показатель рН(водн)	-	1 раз в год	ГОСТ 26423 п.4	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Нефтепродукты	<1000*		ПНД Ф 16.1:2.21	
	кадмий (вал.ф)	2,0		ПНД 16.1:2:2:3.48	
	цинк (вал.ф)	220,0		ПНД 16.1:2:2:3.48	
	медь (вал.ф)	132,0		ПНД 16.1:2:2:3.48	
	свинец (вал.ф)	130,0		ПНД 16.1:2:2:3.48	
	никель (вал.ф)	80,0		МУ 31-18/06	
	ртуть	2,1/		ПНД 16.1:2:2:3.48	
	мышьяк	10,0		ПНД 16.1:2:2:3.48	
	бенз(а)пирен	0,02/		ПНД 16.1:2:2:2.3:3.39	

*-в соответствии с письмом Минприроды РФ № 04-25 от 27 декабря 1993 г., а также согласно «Методическим рекомендациям по выявлению деградированных и загрязненных земель»

Мониторинг поверхностных вод (в том числе мониторинг водоохранных зон, прибрежных защитных полос, гидробиологический мониторинг, мониторинг донных отложений)

Обоснование целесообразности/нецелесообразности проведения исследований

Проектируемые нефтегазопроводы от АГЗУ-11 до УПН, УЗ№35 до УПН, УЗ№5 до УПН пересекают р. Мокрый Якшигул и руч б/н (приток р. Мокрый Якшигул), нефтегазопровод от АГЗУ-22 до УПН пересекает руч. без названия в районе ДНС-2 (приток р. Окана).

В рамках существующей «Программы по организации и ведению мониторинга.....» (Самарская область) осуществляется контроль за состоянием поверхностных вод р. Мокрый Якшигул в районе УПН, а также контроль состояния вод р. Окана в районе ДНС-2.

Поскольку контроль поверхностных водотоков р. Мокрый Якшигул включен в «Программу по организации и ведению мониторинга.....» (Самарская область) только в районе УПН, настоящим проектом рекомендуется включить в существующую «Программу ведения мониторинга...» (Самарская область), контроль состояния поверхностных вод р. Мокрый Якшигул в районе впадения руч. б/н.

Ручей без названия (впадает в р. Окана), пересекаемый надземно нефтегазопроводом от АГЗУ-22 до УПН в районе ДНС-2 является пересыхающим. Проектными решениями предусмотрена полная герметизация системы транспорта нефти, негативное воздействие на поверхностный водоток возможно только в случае аварийной ситуации. Поэтому настоящим проектом считается не целесообразным расширение существующей программы ведения мониторинга и включения в неё контроль поверхностных вод руч. без названия в районе

Результат	№
Подпись и дата	
Имя, №, подпись	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							593

ДНС-2.

Исследования донных отложений в рамках настоящего проекта считается не целесообразным, поскольку пересечение водных объектов предусмотрено надземным способом. Загрязнение донных отложений возможно только в случае возникновения аварийной ситуации.

Проектными решениями не предусмотрен забор воды из поверхностных водотоков, и сброс сточных вод в поверхностные водотоки, поэтому проведение гидробиологического мониторинга считается не целесообразным.

Точки контроля

Отбор проб предлагается провести в р. Мокрый Якшигул, в районе ручья без названия на участке пересечения нефтегазопроводов от АГЗУ-11 до УПН, от УЗ№35 до УПН.

Обоснование объемов работ

Настоящим проектом предлагается провести анализ отобранных проб воды на полный химический анализ и спецкомпоненты, по которым в настоящее время осуществляется мониторинг поверхностных вод согласно «Программе по организации и ведению мониторинга...».

Периодичность отбора проб – принята согласно установленному графику контроля качества поверхностных вод в «Программе по организации и ведению мониторинга...» - 1 раз в год (весна), проводится полный химический анализ и спецкомпоненты (марганец, ртуть, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, ХПК, БПК₅, растворенный О₂, взвешенные вещества). Анализ качества поверхностной воды по сокращенному химическому анализу и спецкомпонентам (марганец, ртуть, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, ХПК, БПК₅, растворенный О₂, взвешенные вещества) - 3 раза в год (весна-лето-осень) по сокращенному химическому анализу и спецкомпонентам (марганец, ртуть, СПАВ, нефтепродукты, фенолы, ХПК, БПК₅, растворенный О₂, взвешенные вещества).

Отбор и анализ проб осуществляет аккредитованная лаборатория.

План проведения мониторинга поверхностных вод в период строительства представлен в таблице 7.3.2. Точки контроля указаны в графической части Раздела ОВОС 2.2 Лист 7.

Таблица 7.3.2 – План-график исследования поверхностных вод в период эксплуатации

Место проведения исследований (МСК-63 2 зона)		Определяем ый компонент	ПДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
Органолептические показатели						
р. Мокрый Якшигул	(x=2321372,744 y=492689,281)	запах	2 бал.	1 раз в год ПХА 3 раза в год СХА	ГОСТ Р 57164-2016	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
		привкус,	2 бал.		ГОСТ Р 57164-2016	
		цветность	20 град.		ГОСТ 31868-2012	
		мутность	не более 2,6 - 3,5 ЕМФ		ГОСТ Р 57164-2016	
		Обобщенные показатели				
		Водородный показатель pH	6-9 ед.	1 раз в год ПХА 3 раза в год СХА	РД 52.24.495-2017	Ответственный за ООС ООО «БайТекс»
		Общая минерализаци я (сухой остаток)	1500		ПНД Ф 14.1:2.4.261- 10	

0261-01-00-ОВОС I

Лист

594

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

		Жесткость общая	10 мг-экв/дм ³		ГОСТ 31954-2012	с привлечением аккредитованной лаборатории	
		Окисляемость перманганатн ая	7,0		ГОСТ 55864-2013		
		Нефтепродукт ы (суммарно)	0,1		ГОСТ 31953-2012		
		Поверхностно -активные вещества (ПАВ), анионактивны е	0,5		ГОСТ 31857-2012		
		Фенольный индекс	0,25		ПНД Ф 14.1:2:225- 2006		
		Общий химический состав					
		Fe общее	0,3	1 раз в год ПХА 3 раза в год СХА	РД 52.24.358-2019	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории	
		Аммиак и аммоний ион	1,5		ГОСТ 33045-2014		
		Нитрат-ион	45		РД 52.24.367-2010		
		Нитрит-ион	3,0		ГОСТ 33045-2014		
		Полифосфаты	3,5		ГОСТ 18309-2014		
		Кальций			РД 52.24.470-2014		
		Магний			РД 52.24.470-2014		
		Гидрокарбона ты			ГОСТ 31957-2012		
		Карбонаты			ГОСТ 31957-2012		
		Хлориды	350		РД 52.24.402-2011		
		Сульфаты	500		РД 52.24.405-2018		
		Натрий	200		РД 52.24.365-2008		
		Калий	-		ПНД Ф 14.1:2:3:4.265- 2011		
		Марганец	0,1		ГОСТ 4974-2014		
Медь	1	МУК 4.1.1258-03					
Свинец	0,01	ПНД Ф 14.1:2:3:4- 2007					
Цинк	5	МУК 4.1.1256-03					

Настоящим проектом рекомендуется визуальный контроль за состоянием территории в границах водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы поверхностных водотоков, в целях недопущения загрязнения и захламления территории, а также соблюдения природоохранных мероприятий, предусмотренных настоящим проектом, указанным в п. 5.3 настоящего проекта.

Мониторинг в области обращения с отходами

Сведения об отходах производства и потребления, образующихся в период эксплуатации проектируемых объектов, представлены в п. 4.9.2 данной книги.

Решением Управления Росприроднадзора по Самарской области от 03.09.2018 г № 97/18 утверждены нормативы образования отходов и лимиты на их размещение. (см. Приложение Ж Книга 2.2 261-01-00-ОВОС2.1).

ООО «БайТекс» осуществляет контроль в области обращения с отходами, который включает в себя:

- ежемесячный учет и контроль за образованием отходов;
- постоянный учет и контроль количества отходов в соответствии с установленным классом опасности;
- еженедельный контроль за системой сбора отходов и перемещением в места накопления;
- ежемесячный контроль размещения отходов на объектах размещения отходов;

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							595

- ежеквартальный контроль за продолжительностью накопления отходов
- ежемесячный контроль за своевременной передачей отходов по договору с лицензированной организацией;
- ежегодная отчетность по форме 2 ТП – отходы.

Передача образующихся отходов осуществляется в соответствии с договором, заключенным с ООО "Современные Экологические Технологии" (ООО «СовЭкоТех»), оказывающим услуги по обращению с отходами согласно договору № 19112 от 20.03.2020 года (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.3).

Согласно лицензии № 63-00175 от 10.09.2013 г (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.3), ООО «СовЭкоТех» осуществляет обезвреживание отходов III и IV классов опасности. Технологическая площадка обезвреживания отходов ($S=200 \text{ м}^2$) находится по адресу: Самарская область, г. Кинель, пос. Алексеевка, промзона, юго-западная часть. Деятельность по обезвреживанию отходов соответствует гигиеническим требованиям СанПиН 2.1.3684-21, о чем свидетельствует санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Самарской области (Роспотребнадзор) № 63.СЦ.04.000.М.001540.12.12 от 19.12.2012 г. (см. Приложение А1 Раздел ОВОС2.3).

Периодичность вывоза отходов определяется в договоре на транспортировку и составляет не менее 1 раза в 11 месяцев.

Ответственность за безопасным обращением с отходами и порядком осуществления производственного контроля в области обращения с отходами возлагается на уполномоченных представителей ООО «БайТекс», ответственных за вопросы охраны окружающей среды.

Лица, ответственные за безопасное обращение с отходами назначаются приказом руководителя и получают профессиональную подготовку. Периодически должен проводиться инструктаж работающего персонала о правилах обращения с отходами.

Накопление отходов производства и потребления на территории предприятия ООО «БайТекс» не предусматривается. Обращение с отходами при эксплуатации проектируемых объектов включает в себя следующие операции:

- первичный учет отходов;
- обеспечение безопасного накопления отходов;
- подготовка отходов к транспортировке.

Организация мест накопления отходов

На территории пункта налива ШФЛУ организованы места, предназначенные для сбора и накопления отдельных видов отходов, с последующим их вывозом организациями, имеющими лицензию на соответствующий вид деятельности.

Рекомендуется приёмные контейнеры маркировать в зависимости подрядной

Первичный учет образующихся отходов

В рамках производственного экологического контроля, производимого силами уполномоченных лиц ООО «ННК-Оренбургнефтегаз», на площадке пункта налива ШФЛУ должен осуществляться учет образования, накопления и передача отходов специализированным организациям, имеющим лицензии на обращение с отходами производства и потребления.

Контроль за обращением с отходами должен вестись регулярно, в течении года.

Контролируемые характеристики и показатели

Воздействие отходов на окружающую среду может проявиться только при

Результат №	Рекомендуется приёмные контейнеры маркировать в зависимости подрядной							
	Первичный учет образующихся отходов							
Подпись и дата	В рамках производственного экологического контроля, производимого силами уполномоченных лиц ООО «ННК-Оренбургнефтегаз», на площадке пункта налива ШФЛУ должен осуществляться учет образования, накопления и передача отходов специализированным организациям, имеющим лицензии на обращение с отходами производства и потребления.							
	Контроль за обращением с отходами должен вестись регулярно, в течении года.							
Изм. № подл.	Контролируемые характеристики и показатели							
	Воздействие отходов на окружающую среду может проявиться только при							
							0261-01-00-ОВОС1	Лист
								596
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

нарушении правил их накопления и периодичности вывоза.

С целью минимизации негативных воздействий на окружающую среду на площадках накопления образующихся отходов должен вестись контроль за выполнением разработанных мероприятий по снижению их влияния на состояние окружающей среды, включающих в себя:

- своевременное оформление/продление договоров на сбор отходов со специализированными организациями, имеющими лицензии на осуществление деятельности по обращению с отходами I – IV класса опасности;
- своевременное обучение сотрудников, ответственных за обращение с отходами, и получение соответствующих сертификатов и свидетельств;
- регулярный инструктаж персонала о правилах обращения с отходами с персоналом предприятия;
- организация ведения первичного учета образования отходов, их накопления, транспортировки и перемещения;
- контроль за содержанием мест (площадкой) накопления отходов;
- осуществление своевременного вывоза отходов и не допущение их сверхлимитного накопления.

Мониторинг геологической среды

Геотехнический мониторинг - комплекс работ, основанный на натурных наблюдениях за состоянием грунтов основания (температурный режим), перемещением конструкций фундаментов вновь возводимого и эксплуатируемого сооружения.

В период эксплуатации сооружений мониторинг осуществляется в целях обеспечения проектного режима грунтов основания и состояния фундаментов сооружения. В состав мониторинга входят следующие виды работ:

- текущий и контрольный осмотр состояния бетонного основания сооружений, эстакад;
- наблюдения за состоянием бетона фундаментов и бетонных площадок;
- наблюдения за температурой грунта в основании сооружений;
- наблюдения за осадками фундаментов.

В случае возникновения недопустимых деформаций принимаются решения по устранению нарушений и стабилизации грунтов.

Мониторинг растительного и животного мира

Эксплуатация добывающих скважин Байтуганского месторождения осуществляется в пределах существующих кустовых площадок скважин Байтуганского месторождения. Проектными решениями предусмотрено устройство ограждения узлов запорной арматуры, исключающего проникновение животных на территорию промышленной площадки.

Все виды животного и растительного мира, находящиеся зоне влияния проектируемого объекта, прошли стадию адаптации. Прямого воздействия на растительный и животный мир в период эксплуатации проектируемых объектов не ожидается.

Настоящим проектом рекомендуется соблюдать природоохранные мероприятия, предусмотренные п. 5.7 данной книги и осуществить визуальный контроль за объектами растительного и животного мира в районе расположения проектируемых объектов.

Мониторинг окружающей среды в случае возникновения аварийной ситуации

На Байтуганском месторождении существует утверждённый Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Байтуганского месторождения ООО «БайТекс»».

Результат №	Все виды животного и растительного мира, находящиеся зоне влияния проектируемого объекта, прошли стадию адаптации. Прямого воздействия на растительный и животный мир в период эксплуатации проектируемых объектов не ожидается. Настоящим проектом рекомендуется соблюдать природоохранные мероприятия, предусмотренные п. 5.7 данной книги и осуществить визуальный контроль за объектами растительного и животного мира в районе расположения проектируемых объектов. <u>Мониторинг окружающей среды в случае возникновения аварийной ситуации</u> На Байтуганском месторождении существует утверждённый Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Байтуганского месторождения ООО «БайТекс»».					
Подпись и дата						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						
Изм. №						

Все возможные аварийные ситуации и мероприятия по минимизации их возникновения рассмотрены в плане действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций ООО «БайТекс».

Производственный экологический мониторинг при аварийных ситуациях отличается высокой оперативностью, выполнение исследований выполняется с определённой частотой, охватывая участок аварии и прилегающие к нему территории. Аналитические исследования выполняются с максимально возможной скоростью с тем, чтобы определить момент окончания аварийно-ликвидационных работ. При этом возможно использование экспресс методов.

В случае аварийной ситуации, мониторинговые наблюдения начинают с момента аварии, и до завершения ликвидации источника воздействия на окружающую среду, и всех работ по реабилитации природных комплексов.

По наибольшему ущербу, наносимому окружающей среде, из числа всех возможных аварийных ситуаций следует выделить разгерметизацию нефтегазопровода от УЗ№5 до УПН, с возникновением пожара разлития.

После возникновения аварийной ситуации уполномоченными представителями управляющих структур, определённым планом ликвидации аварийных ситуаций, принимается решение о действиях по ликвидации аварии и принятию мер по организации работ по проведению экологического мониторинга в процессе и после ликвидации аварии. При поведении дополнительного контроля, исходя из особенностей конкретной ситуации, разрабатывается регламент дополнительного оперативного контроля (в дополнение к режимному мониторингу), включающий график контроля, состав параметров, периодичность и место контроля.

При составлении регламента дополнительного оперативного контроля учитываются:

- время и место выявления факта сверхнормативного загрязнения природной среды;
- масштаб аварии;
- количество загрязняющих веществ, попавших в окружающую среду в результате аварии.

Главная задача при организации действий в аварийной ситуации заключается, в контроле и ограничении распространение негативных процессов, при этом обеспечивая безопасность персонала, на основании результатов оперативного мониторинга компонентов природной среды. При определении точек контроля в период возникновения аварийной ситуации необходимо учитывать метеорологические параметры: направление и скорость ветра, температуру и влажность воздуха.

Производственный экологический контроль приоритетно будет включать наблюдения за атмосферным воздухом, почвами, поверхностными р. Мокрый Якшигул и подземными водами скважин № 16,17 Новоусмановского водозабора.

Атмосферный воздух

При наблюдении за состоянием атмосферного воздуха отбор проб осуществляется на границе ближайших населенных пунктов:

- с. Новое Усманово Камышлинского р-на Самарской области,
- с. Ерилкино Клявлинского района Самарской области,
- с. Берёзовая Поляна Клявлинского района Самарской области,
- с. Красный Яр Клявлинского района Самарской области;
- с. Бакаево Северного района Оренбургской области,
- с. Староборискино Северного района Оренбургской области.

Периодичность исследований – 1 раз во время аварийной ситуации, 1 раз после

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							598

ликвидации аварии.

Перечень контролируемых показателей приведен в таблице 7.3.3.

Для проведения исследований привлекается аккредитованная лаборатория.

Почвенный покров

Оценка степени загрязнения почв осуществляется непосредственно на участке аварийного разлива нефти.

При наблюдении за состоянием почвы обор проб осуществляется в основных почвенных разностях, до глубины загрязнения почв, подвергшихся воздействию с учетом влияния рельефа. Опробование почв на химическое загрязнение производится в интервале глубин 0–0,2 см, 0,2 – 0,4 м по диагонали загрязнённого участка через каждые 8-10 м, начиная с края (Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах»).

Периодичность отбора проб – 1 раз во время аварийного разлива нефти, 1 раз после ликвидации аварии.

Перечень показателей представлен в таблице 7.3.3.

Оценка степени загрязнения почв проводится согласно СП 502.1325800.2021.

Поверхностные воды

Предварительная оценка опасности аварийной ситуации на водных объектах осуществляется согласно РД 52.24.734-2010. Перечень показателей состава и свойств воды, рекомендуемых для контроля при аварийной ситуации представлен в Приложении Г1 РД 52.24.734-2010 (для нефтедобывающей хозяйственной деятельности).

В рассматриваемой аварийной ситуации наблюдения необходимо проводить в следующих створах:

- в 1 км выше аварийного участка – (фоновый створ);
- в первом наиболее близко расположенном к месту аварии контрольном створе, где произошло поступление нефти в р. Мокрый Якшигул;
- в последующих контрольных створах в период ожидаемого по экспертным оценкам или результатам прогностических расчетов прохождения зоны высокозагрязненных вод.

Продолжительность наблюдений в контрольных створах реки должна составлять как минимум не менее времени фиксации в воде концентраций ЗВ на уровне высокого загрязнения (ВЗ) согласно РД 52.24.734-2010.

Подземные воды

После ликвидации аварии должно быть произведено обследование состояния подземных вод из водозаборных скважин № 16, 17 Новоусмановского водозабора, ввиду расположения проектируемых сооружений в зоне ЗСО водозаборных скважин.

Перечень контролируемых показателей представлен в таблице 7.3.4.

Все отчеты по результатам выполнения наблюдений за аварийными ситуациями включаются в общий отчет по результатам выполнения программы экологического мониторинга и передаются уполномоченным государственным природоохранным органам.

План-график проведения лабораторно-инструментальных замеров по фактору химического воздействия на атмосферный воздух, почвы, поверхностные и подземные воды при аварийной ситуации в период эксплуатации представлен в таблицах 7.3.3-7.3.6.

Результаты	Подп. и дата	Изм. № протокол	расположения проектируемых сооружений в зоне ЗСО водозаборных скважин. Перечень контролируемых показателей представлен в таблице 7.3.4.					
			Все отчеты по результатам выполнения наблюдений за аварийными ситуациями включаются в общий отчет по результатам выполнения программы экологического мониторинга и передаются уполномоченным государственным природоохранным органам.					
План-график проведения лабораторно-инструментальных замеров по фактору химического воздействия на атмосферный воздух, почвы, поверхностные и подземные воды при аварийной ситуации в период эксплуатации представлен в таблицах 7.3.3-7.3.6.								
							0261-01-00-ОВОС I	Лист
								599
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

0261-01-00-OBOCI

Таблица 7.3.4 – План-график исследования почв в случае аварийной ситуации в период эксплуатации

Место проведения исследований	Определяемый компонент	ПДК/ОДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
Аварийный участок разлива нефти	Водородный показатель рН(водн)	-	1 раз, в период аварийной ситуации, 1 раз после ликвидации аварии	ГОСТ 26423 п.4	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Нефтепродукты	<1000*		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.48	
	кадмий (вал.ф)	/2,0		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.48	
	цинк (вал.ф)	/220,0		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.48	
	медь (вал.ф)	/132,0		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.48	
	свинец (вал.ф)	/130,0		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.48	
	никель (вал.ф)	/80,0		МУ 31-18/06	
	ртуть	2,1/		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.48	
	мышьяк	/10,0		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.48	
	бенз(а)пирен	0,02/		ПНД Ф 16.1:2.2:2.3.3.39	

Таблица 7.3.5 – План-график исследования поверхностных вод в период аварийной ситуации

Место проведения исследований (МСК-63 2 зона)	Определяемый компонент	ПДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
Органолептические показатели					
1. р. Мокрый Якшигул (в 1 км выше участка аварии); 2. р. Мокрый Якшигул (наиболее близкий участок аварийного разлива) 3. р. Мокрый Якшигул (1 км ниже участка аварийного разлива)	запах	2 бал.	1 раз – на участке 1 км выше аварийной ситуации;	ГОСТ Р 57164-2016	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	привкус,	2 бал.		ГОСТ Р 57164-2016	
	цветность	20 град.	2 раза – на участке наиболее близком к аварийному разливу нефти и 1 км ниже участка аварийного разлива (в период ликвидации аварии и после ликвидации аварии)	ГОСТ 31868-2012	
	мутность	не более 2,6 - 3,5 ЕМФ	ГОСТ Р 57164-2016		
Обобщенные показатели					
	Водородный показатель pH	6-9 ед.	1 раз – на участке выше аварийной ситуации; 2 раза – на участке аварийной ситуации(в период ликвидации аварии и после ликвидации аварии)	РД 52.24.495-2017	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Общая минерализация (сухой остаток)	1500		ПНД Ф 14.1:2.4.261-10	
	Жесткость общая	10 мг-экв/дм ³		ГОСТ 31954-2012	
	Окисляемость перманганатная	7,0		ГОСТ 55864-2013	
	Нефтепродукты (суммарно)	0,1		ГОСТ 31953-2012	

Результаты

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

601

	Поверхностно-активные вещества (ПАВ), анионактивные	0,5		ГОСТ 31857-2012	
	Фенольный индекс	0,25		ПНД Ф 14.1:2:225-2006	
Общий химический состав					
	Fe общее	0,3	1 раз – на участке выше аварийной ситуации; 2 раза – на участке аварийной ситуации(в период ликвидации аварии и после ликвидации аварии)	РД 52.24.358-2019	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Аммиак и аммоний ион	1,5		ГОСТ 33045-2014	
	Нитрат-ион	45		РД 52.24.367-2010	
	Нитрит-ион	3,0		ГОСТ 33045-2014	
	Полифосфаты	3,5		ГОСТ 18309-2014	
	Кальций			РД 52.24.470-2014	
	Магний			РД 52.24.470-2014	
	Гидрокарбонаты			ГОСТ 31957-2012	
	Карбонаты			ГОСТ 31957-2012	
	Хлориды	350		РД 52.24.402-2011	
	Сульфаты	500		РД 52.24.405-2018	
	Натрий	200		РД 52.24.365-2008	
	Калий	-		ПНД Ф 14.1:2:3:4.265-2011	
	Марганец	0,1		ГОСТ 4974-2014	
	Медь	1		МУК 4.1.1258-03	
	Свинец	0,01		ПНД Ф 14.1:2:3:4-2007	
	Цинк	5		МУК 4.1.1256-03	

Таблица 7.3.6 – План-график исследования подземных вод в случае возникновения аварийной ситуации в период эксплуатации

Место проведения исследований	Определяемый компонент	ПДК, мг/дм ³ СанПиН 1.2.3685-21	Периодичность исследований	Рекомендуемый метод	Исполнитель
Органолептические показатели					
Скважины № 16, 17	запах	2 бал.	1 раз, после ликвидации аварии	ГОСТ Р 57164-2016	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	привкус,	2 бал.		ГОСТ Р 57164-2016	
	цветность	20 град.		ГОСТ 31868-2012	
	мутность	не более 2,6 - 3,5 ЕМФ		ГОСТ Р 57164-2016	
Обобщенные показатели					
Скважины № 16, 17	Водородный показатель pH	6-9 ед.	1 раз, после ликвидации аварии	РД 52.24.495-2017	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Общая минерализация (сухой остаток)	1500		ПНД Ф 14.1:2:4.261-10	
	Жесткость общая	10 мг-экв/дм ³		ГОСТ 31954-2012	
	Окисляемость перманганатная	7,0		ГОСТ 55864-2013	
	Нефтепродукты (суммарно)	0,1		ГОСТ 31953-2012	

Результаты

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

602

	Поверхностно-активные вещества (ПАВ), анионактивные	0,5		ГОСТ 31857-2012	
	Фенольный индекс	0,25		ПНД Ф 14.1:2:225-2006	
Общий химический состав					
Скважины № 16, 17	Fe общее	0,3	1 раз, после ликвидации аварии	РД 52.24.358-2019	Ответственный за ООС ООО «БайТекс» с привлечением аккредитованной лаборатории
	Аммиак и аммоний ион	1,5		ГОСТ 33045-2014	
	Нитрат-ион	45		РД 52.24.367-2010	
	Нитрит-ион	3,0		ГОСТ 33045-2014	
	Полифосфаты	3,5		ГОСТ 18309-2014	
	Кальций			РД 52.24.470-2014	
	Магний			РД 52.24.470-2014	
	Гидрокарбонаты			ГОСТ 31957-2012	
	Карбонаты			ГОСТ 31957-2012	
	Хлориды	350		РД 52.24.402-2011	
	Сульфаты	500		РД 52.24.405-2018	
	Натрий	200		РД 52.24.365-2008	
	Калий	-		ПНД Ф 14.1:2:3:4.265-2011	
	Марганец	0,1		ГОСТ 4974-2014	
	Медь	1		МУК 4.1.1258-03	
	Свинец	0,01		ПНД Ф 14.1:2:3:4-2007	
	Цинк	5		МУК 4.1.1256-03	

Результат №

Подпись

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

603

8 ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

При выполнении оценки в определении воздействий на окружающую среду (ОВОС) намечаемой деятельности и иной деятельности следует учитывать неопределенность данной оценки. Неопределенность оценки воздействий на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности – величина многофакторная, обусловленная сочетанием ряда вероятностных величин и погрешностей. Последние определяются использованием в системе оценки разноплановых и изменчивых во времени данных.

В рассматриваемом случае важнейшими факторами (группами факторов), определяющими величину неопределенности ОВОС, являются:

1) Достоверность данных мониторинга – параметров и характеристик объектов внешней среды (в данном случае описывающих степень их загрязнения техногенными компонентами, производными от деятельности Байтуганского месторождения;

2) Преобладающее влияние природно-климатических факторов (по сравнению с технической составляющей – объемом перерабатываемого сырья) на величину поступления в окружающую среду за пределы СЗЗ загрязняющих веществ со сбросами (процессы фильтрации в реку Мокрый Якшигул) и выбросами (характеристики ветра, выпадения атмосферных осадков);

3) Неопределенность в оценке удельного образования отходов производства, объемы образования которых во многом определяются текущей деятельностью Байтуганского месторождения (функционирование обеспечивающих систем), но вместе с тем определяющие воздействие на окружающую среду;

4) Невозможность корректной оценки отдельных альтернативных вариантов хозяйственной деятельности (а именно, альтернативного варианта реконструкции и «нулевого варианта» - отказ от намечаемой деятельности) как с экономической точки зрения, так и с позиций оценки возрастания экологических рисков и воздействия на окружающую среду.

Первый из вышеуказанных факторов (или групп факторов), обуславливающих неопределенность, может быть оценен с определенной долей условности как погрешности основных видов измерений при определении степени загрязнения объектов окружающей среды, выполняемых в аккредитованных лабораториях по аттестованным методикам. В большинстве случаев такая погрешность не превышает 30%.

Влияние факторов второго пункта (изменчивость природно-климатических условий) может быть нивелировано и учтено при анализе данных мониторинга, поскольку влияние этих факторов, как правило, или сезонное, или периода двух-трех-четырёх лет, что дает достаточно устойчивую на соответствующий период времени картину по повышению – снижению того или иного контролируемого параметра.

Неопределенность в оценке удельного образования ряда категорий РАО в зависимости от объема перерабатываемого сырья наряду с учетом неопределенностей предыдущего пункта являются одним из основных моментов обоснования устойчиво малозначимого воздействия на окружающую среду, особенно в пределах зоны наблюдения, при текущей и планируемой деятельности Байтуганского месторождения по выполнению основного варианта предусматриваемого техническим заданием на проектирование.

Неопределенность оценки возрастания экологических рисков и воздействия на окружающую среду таких альтернативных вариантов хозяйственной деятельности, как альтернативный вариант и «нулевой вариант» в виде полного отказа от деятельности УПН, может быть определена, скорее всего, только качественно, а именно: «много больше».

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист	
								604

В системе существующих неопределенностей выполненная оценка воздействия на окружающую среду при выполнении основной хозяйственной деятельности предусматриваемой техническим заданием на рабочий проект *следует считать удовлетворительной.*

9 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВАРИАНТА НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИЗ ВСЕХ РАССМОТРЕННЫХ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ

Проектируемые сооружения предназначены для создания производственной инфраструктуры Байтуганского нефтяного месторождения.

Обеспечивают сбор и подачу сырой нефти на существующую УПН, увеличение объемов закачки рабочего агента, для поддержания требуемого пластового давления продуктивных пластов.

Проектными решениями принята напорная герметизированная система сбора пластовой нефти.

Техническими решениями по обустройству девятой очереди Байтуганского месторождения предусмотрено:

- обустройство 57-ми добывающих скважин;
- перевод четырех нагнетательных скважин в добывающие;
- строительство 14-ти новых АГЗУ;
- строительство выкидных и нефтегазсборных трубопроводов;
- замену существующих замерных установок на двухпоточные замерные установки, обеспечивающие замер дебета нефти добываемой из разных нефтеносных пластов без смешивания.

Принимая решение о перечне объектов, вошедших в девятую очередь обустройства Байтуганского месторождения, месторасположении этих объектов, ООО «БайТекс» была учтена существующая система трубопроводного транспорта, а также расположение скважин, вышедших из бурения и переходящих в обустройство. Учитывая анализ оценки воздействия на окружающую среду альтернативных вариантов реализации решений по обустройству IX очереди обустройства Байтуганского месторождения, в том числе и «Нулевой вариант», предполагающий отказ от намечаемой деятельности был выбран наиболее выгодный вариант.

Поэтому в настоящем проекте, рассматривается альтернативный «Вариант №2», как единственный возможный для реализации производственной необходимости ООО «БайТекс».

Резерв №

Подп и дата

Изм №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

605

10 МАТЕРИАЛЫ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ, ПРОВОДИМЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПОДГОТОВКЕ МАТЕРИАЛОВ ПО ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В отчете представлены результаты общественных обсуждений, организованных в рамках выполнения оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности ООО «БайТекс» в период реализации проектных решений, предусмотренных проектной документацией проектная документация объектов капитального строительства, относящихся в соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды к объектам I категории – объекта государственной экологической экспертизы.

Так как общественные обсуждения проходили в переходный период, первый этап по обсуждению проекта Технического задания проводился с 16.07.21г. по 24.08.21г. по Приказу Госкомэкологии РФ №372 от 16.05.2000г, второй этап по обсуждению проектной документации и предварительных материалов ОВОС проводился с 22.09.2021г. по 26.10.2021г.

Инициатор хозяйственной деятельности (Заказчик):

ООО «БайТекс», РФ, 461630 Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ ул. Революционная, 51/36. Тел.: 8(35352) 6-36-20

Исполнитель работ по оценке воздействия на окружающую среду

ООО «ОренбургНИПИнефть» 460021 г. Оренбург проспект Гагарина д. 5, тел. 8 (3532) 37-50-73

Срок проведения оценки воздействия на окружающую среду:

I квартал 2020 г. – III квартал 2021 г.

Способ информирования общественности:

через официальные публикации в средствах массовой информации федерального, областного и местного уровней и интернет-ресурсы.

Форма общественных обсуждений:

- в виде слушаний.

Форма представления предложений и замечаний:

- устная, письменная, в свободной форме.

Способ принятия замечаний:

- специальный журнал учета замечаний и предложений в местах общественного доступа к материалам;
- электронная почта: prirodakam@mail.ru;
- электронная почта: office13@se.orb.ru;
- электронная почта: klv.petrov@yandex.ru.

Цель намечаемой деятельности:

Обустройство Байтугнского нефтяного месторождения.

Месторасположение намечаемой деятельности:

Взам. инв. №	Подп. и дата	устная, письменная, в свободной форме. <u>Способ принятия замечаний:</u> - специальный журнал учета замечаний и предложений в местах общественного доступа к материалам; - электронная почта: prirodakam@mail.ru; - электронная почта: office13@se.orb.ru; - электронная почта: klv.petrov@yandex.ru. <u>Цель намечаемой деятельности:</u> Обустройство Байтугнского нефтяного месторождения. <u>Месторасположение намечаемой деятельности:</u>					
		0261-01-00-ОВОС I					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист	
						606	

РФ, Самарская область Камышлинский и Клявлинский районы и Оренбургская область Северный район территория Байтуганского нефтяного месторождения.

Расстояние от границ Байтуганского месторождения до ближайших селитебных территорий составляет

- 1500 м до с. Новое Усманово;
- 2000 м до с. Татарский Байтуган;
- 2,5 км до с. Чувашский Байтуган;
- 4,0 км до с. Бакаево

Заинтересованные стороны

На этапе планирования мероприятий общественных обсуждений совместно с администрациями муниципальных районов Камышлинский и Клявлинский Самарской области и муниципального района Северный Оренбургской области, были определены основные группы заинтересованных сторон:

- жители, общественные организации Самарской и Оренбургской областей;
- органы местного самоуправления администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области;
- другие заинтересованные лица.

Назначение общественных обсуждений органами местного самоуправления

I этап

Исполнитель ООО «ОренбургНИПИнефть» обратился к администрациям муниципального района Камышлинский и Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северного Оренбургской области с уведомлением о проведении общественных обсуждений Технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду.

Копии Уведомлений представлены в Приложении А.

Общественные обсуждения технического задания на ОВОС объекта государственной экологической экспертизы с гражданами и общественными организациями (объединениями) были организованы органами местного самоуправления – администрациями муниципального района Камышлинский и Клявлинский Самарской области на основании Постановления от 08.07.2021г. №285 Постановления от 07.07.2021г. № 260 и администрацией муниципального района Северного Оренбургской области на основании Постановления от от 13.07.2021г. №415 «О назначении и проведении общественных обсуждений Технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду по объекту государственной экологической экспертизы «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».

Копии Постановлений представлены в Приложении Б.

Постановление администрации муниципального района Камышлинский Самарской области опубликовано в официальном издании органов местного самоуправления «Камышлинские известия» (выпуск номера № 48 (9923) от 16.07.2021 г.) (Приложение Б).

Период проведения общественных обсуждений с 16.07.2021 г. по 23.08.2021 г.,

Общественные слушания назначены на 24.08.2021 г

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							607

Постановление администрации муниципального района Клявлинского Самарской области опубликовано в официальном издании органов местного самоуправления «Знамя Родины» (выпуск номера № 49 (9929) от 16.07.2021 г.) (Приложение Б).

Период проведения общественных обсуждений с 20.07.2021 г. по 23.08.2021 г.,
Общественные слушания назначены на 24.08.2021 г

Постановление администрации муниципального района Северного Оренбургской области опубликовано в официальном издании органов местного самоуправления «Северная звезда» (выпуск номера № 27 (10468) от 15.07.2021 г.) (Приложение Б).

Период проведения общественных обсуждений по ТЗ с 22.07.2021 г. по 24.08.2021 г.,

II этап

Исполнитель ООО «ОренбургНИПИнефть» обратился к администрациям муниципального района Камышлинский и Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северного Оренбургской области с уведомлением о проведении общественных обсуждений предварительных материалов оценки воздействия на окружающую среду.

Копии Уведомлений представлены в Приложении Ж.

Общественные обсуждения предварительных материалов ОВОС объекта государственной экологической экспертизы с гражданами и общественными организациями (объединениями) были организованы органами местного самоуправления – администрациями муниципального района Камышлинский на основании Постановления от 10.09.2021г. №396 и Клявлинский район Самарской области на основании Постановления от 13.09.2021г. № 359 и администрацией муниципального района Северного Оренбургской области на основании Постановления от 15.09.2021г. №551-п «О назначении и проведении общественных обсуждений предварительных материалов оценки воздействия на окружающую среду по объекту государственной экологической экспертизы федерального уровня «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».

Копии Постановлений представлены в Приложении И.

Постановление администрации муниципального района Камышлинский Самарской области опубликовано в официальном издании органов местного самоуправления «Камышлинские известия» (выпуск номера № 66 (9941) от 17.09.2021 г.) (Приложение Л).

Период проведения общественных обсуждений с 17.09.2021 г. по 26.10.2021 г.,

Общественные слушания назначены на 27.10.2021 г

Постановление администрации муниципального района Клявлинского Самарской области опубликовано в официальном издании органов местного самоуправления «Знамя Родины» (выпуск номера № 67 (9947) от 17.09.2021 г.) (Приложение Л).

Период проведения общественных обсуждений с 17.09.2021 г. по 26.10.2021 г.,

Общественные слушания назначены на 27.10.2021 г

Постановление администрации муниципального района Северного Оренбургской области опубликовано в официальном издании органов местного самоуправления «Северная звезда» (выпуск номера № 27 (10468) от 15.07.2021 г.) (Приложение Л).

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

608

Период проведения общественных обсуждений по предварительным материалам с 17.09.2021 г. по 27.10.2021 г.,

Общественные слушания предварительным материалам ОВОС назначены на 28.10.2021 г

10.1 Порядок проведения общественного обсуждения

Порядок проведения общественных обсуждений, а также сроки их выполнения представлены в Таблице 10.1.

Таблица 10.1. План мероприятий общественных обсуждений

№ п/п	Мероприятия	Ответственный	Сроки исполнения
Общественные обсуждения предварительного ТЗ на ОВОС			
1	<u>По Приказу Госкомэкологии РФ №372 от 16.05.2000г</u> Информирование о начале общественных обсуждений технического задания, о сроках проведения ОВОС, этапах и формах общественных обсуждений, месте и сроках доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям, форме представления предложений и замечаний через официальные публикации в СМИ и интернет-ресурсы: - федерального органа исполнительной власти – «Транспорт России»; - органов власти субъекта РФ – «Волжская Коммуна» и «Южный Урал»; - органов местного самоуправления Камышлинского района – «Камышлинские известия». - органов местного самоуправления Клявлинского района – «Знамя Родины». - органов местного самоуправления Северного района – «Северная звезда». Дополнительное информирование: - на официальном сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»; - на официальном сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»; - на официальном сайте администрации муниципального района Северный	ООО «БайТекс»	до 23.08.2021г муниципальные районы Камышлинский и Клявлинский Самарской области; до 24.08.2021г Северный район Оренбургской области.

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

609

2	Обеспечение доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям –Техническое задание на оценку воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности (ТЗ на ОВОС). Места доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям, а также к журналу для сбора предложений и замечаний, определяются постановлением администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	с 16.07.2021г по 23.08.2021, с 20.07.2021г по 23.08.2021г и с 22.07.2021г по 24.08.2021г (не менее 30 дней после п. 1)
3	Проведение общественных слушаний по объекту государственной экологической экспертизы: Техническое задание на оценку воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности (ТЗ на ОВОС). Место проведения общественных слушаний определяется постановлением администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северный Оренбургской области.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и администрация муниципального района Северный Оренбургской области	24.08.2021г Камышлинский, Клявлинский 25.08.2021г Северный м.р. (не ранее чем через 30 дней после п.1)
4	Составление протокола по результатам общественных слушаний с фиксацией основных вопросов обсуждения.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	27.08.2021г Камышлинский, Клявлинский 31.08.2021г Северный м.р.
	Подписание протокола представителями органов исполнительной власти и местного самоуправления, граждан, общественных организаций (объединений),		09.07.2021
	Принятие от граждан и общественных организаций письменных замечаний и предложений в течение 30 дней после окончания общественных обсуждений (общественных слушаний). Документирование замечаний и предложений в составе материалов ОВОС.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	с 25.08.2021г по 27.09.2021г Камышлинский, Клявлинский с 26.08.2021г по 27.09.2021г (в течение 30 дней после п. 4)
5	Подготовка закрывающих документов об окончании этапа общественных обсуждений Технического задания на оценку воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности (ТЗ на ОВОС) (форма документов определяется постановлением администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северного Оренбургской области)	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской	до 29.09.2021г

Резюме №

Подп. и дата

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

610

6	Корректировка Технического задания на оценку воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности (ТЗ на ОВОС) по результатам общественных обсуждений, утверждение ТЗ на проведение ОВОС, передача электронного экземпляра в администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	ООО «ОренбургНИПИнефть» ООО «БайТекс»	до 30. 09.2021г

Обсуждение объекта ГЭЭ предварительных материалов ОВОС

7	<u>По Приказу Минприроды России от 01.12.2020 г. № 999</u> Уведомление о проведении общественных обсуждений предварительных материалов оценки воздействия на окружающую среду: - на официальном сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»; - на официальном сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»; - на официальном сайте администрации муниципального района Северный Оренбургской области: www.mo-se.org.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости»; - на официальном сайте Министерства природных ресурсов, экологии и имущественных отношений Оренбургской области: www.mprg.ru; - на официальном сайте Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области: www.priroda.samregion.ru; - на официальном сайте Южно-Уральского межрегионального управления Росприроднадзора: www.rpn.gov.ru/public; - на официальном сайте Федеральной службы по надзору в сфере природопользования: www.rpn.gov.ru.	ООО «ОренбургНИПИнефть» ООО «БайТекс»	До 17.09.2021г»

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

611

8	Информирование о начале общественных обсуждений, о сроках проведения ОВОС, этапах и формах общественных обсуждений, месте и сроках доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям, форме представления предложений и замечаний через официальные публикации в СМИ и интернет-ресурсы: - органов местного самоуправления Камышлинского района – «Камышлинские известия». ☐ органов местного самоуправления Клявлинского района – «Знамя Родины». ☐ органов местного самоуправления Северного района – «Северная звезда». Дополнительное информирование: ☐ на официальном сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»; - на официальном сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»; - на официальном сайте администрации муниципального района Северный Оренбургской области: www.mo-se.orb.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости»; Материалы, подлежащие общественному обсуждению: проектная документация и предварительные материалы ОВОС.	ООО «БайТекс»	до 17.09.2021г
8	Обеспечение доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям – проектная документация и предварительные материалы ОВОС. Места доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям, а также к журналу для сбора предложений и замечаний, определяются постановлением администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	с 22.09.2021г по 26.10.2021 (Камышлинский и Клявлинский) и с 22.09.2021г по 27.08.2021г (Северный) (не менее 30 дней после п. 7)
9	Проведение общественных слушаний по объекту государственной экологической экспертизы: проектная документация, и предварительные материалы ОВОС. Место проведения общественных слушаний определяется постановлениями администраций муниципальных районов Камышлинский и Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северный Оренбургской области.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северный Оренбургской области	27.10.2021г Камышлинский, Клявлинский 28.10.2021г Северный м.р. (не ранее чем через 30 дней после п.7)

Результат	№
Подп.	и дата
Имя	№ подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

612

10	Составление протокола по результатам общественных слушаний с фиксацией основных вопросов обсуждения.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	30.10.2021г
	Подписание протокола представителями органов исполнительной власти и местного самоуправления, граждан, общественных организаций (объединений),		01.11.2021
	Принятие от граждан и общественных организаций письменных замечаний и предложений в течение 10 дней после окончания общественных обсуждений (общественных слушаний). Документирование замечаний и предложений в составе материалов ОВОС.	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	с 28.10.2021г по 07.11.2021г Камышлинский, Клявлинский с 29.10.2021г по 07.11.2021г (в течение 10 дней после п. 10)
11	Подготовка закрывающих документов об окончании этапа общественных обсуждений проектная документация, предварительные материалы ОВОС (форма документов определяется постановлением администраций муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области).	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	до 09.11.2021г
12	Корректировка проектной документации и предварительные материалы ОВОС по результатам общественных обсуждений, утверждение ТЗ на проведение ОВОС, передача электронного экземпляра в администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской	ООО «ОренбургНИПИнефть» ООО «БайТекс»	до 14.11.2021г
Отчет и информирование о результатах общественных обсуждений			
13	Представление в администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области бумажной и электронной копии итогового отчета «Материалы общественных обсуждений объекта государственной экологической экспертизы: материалы ОВОС проекта «Обустройство Байтуганского нефтяного	ООО «ОренбургНИПИнефть» ООО «БайТекс»	до 16.11.2021г

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

613

14	Информирование общественности о результатах общественных обсуждений: размещение электронной копии итогового отчета «Материалы общественных обсуждений объекта государственной экологической экспертизы...» на официальном сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»; на официальном сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»; на официальном сайте администрации муниципального района Северный Оренбургской области: www.mo-se.orb.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости»;	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	с 17.11.2021г
15	Обеспечение доступа общественности и других участников процесса ОВОС к окончательному варианту материалов ОВОС в течение всего срока с момента утверждения и до принятия решения о реализации намечаемой деятельности по адресу: 461630 Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ ул. Революционная, 51/36	ООО «БайТекс»	с 17.09.2021г

10.2 Способ информирования общественности о месте, времени и форме проведения общественного обсуждения

10.2.1 Информирование и участие общественности на этапе уведомления составления Технического задания на проведение ОВОС

Первый этап общественных слушаний был проведен на основании с Положением об ОВОС (Приказ Госкомэкологии России от 16 мая 2000 г. № 372). Так как, по срокам общественные слушания первого этапа закончились до вступления в силу приказа МПР №999 от 01.12.2020г.

Материалы первого этапа ОВОС

На этапе уведомления, предварительной оценки и составления Технического задания на проведение ОВОС были разработаны следующие документы:

- Техническое задание (проект) на проведение оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) намечаемой деятельности ООО «БайТекс» по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь»;

Места общественного доступа материалов

Материалы первого этапа ОВОС были предоставлены на доступ всем заинтересованным сторонам в период с 07.07.2021 г. по 24.08.2021 г.

В печатном виде материалы размещались в следующих местах доступа:

- в администрации Камышлинского района (с. Камышла, ул. Красноармейская д.37А, кабинет 8), время работы: пн-пт 09:00-17:00;

Результат	№
Подпись	Дата
Имя	№ документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист
614

- в администрации Клявлинского района (ст. Клявлино, пр-кт Ленина, д.9, кабинет 5), время работы: пн-пт 09:00-17:00;
- в администрации Северного района (с. Северное, ул. Советская, д.25, кабинет 112), время работы: пн-пт 09:00-17:00;

Электронный вариант документов был представлен в сети Интернет:

- на сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»;
- на сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»;
- на сайте администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области: www.mo-se.orb.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости».

Информирование

ООО «ОренбургНИПИнефть» на основании доверенности №31 от 09.06.2021г. выданной ООО «БайТекс» разослали официальные Уведомления о проведении общественных обсуждений Технического задания на проведение ОВОС по Администрациям муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области. Письма №875, №876 и №877 от 07.07.2021г. представлены в Приложении А.

Информирование на этапе уведомления, предварительной оценки и составления Технического задания на проведение ОВОС было выполнено путем публикаций в официальных изданиях органов исполнительной власти федерального, областного и местного уровней и на интернет-сайтах.

В Приложении Г представлены копии объявлений, опубликованные в следующих СМИ:

- в официальном издании федерального органа исполнительной власти – «Транспорт России» (всероссийская транспортная еженедельная информационная аналитическая газета), № 29 (1200) выпуск 19.07.2021 г.;
- в официальном издании органов власти субъектов РФ – Самарской областной общественно-политической газете «Волжская Коммуна», № 114 (31113) выпуск 21.07.2021 г. и Общественно-политической газете Оренбуржья «Южный Урал» №29 (25376) выпуск 21.07.2021 г.;
- в официальном издании органов местного самоуправления –газета муниципального района Камышлинский «Камышлинские известия», № 48 (9923) выпуск 16.07.2021 г.;

Клявлинская районная общественно-политическая газета «Знамя Родины», № 50 (9930) выпуск 20.07.2021 г.;

Общественно политическая газета Северного района Оренбургской области «Северная звезда», № 28 (10469) выпуск 22.07.2021 г.;

Дополнительное информирование проведено через официальные сайты:

- на сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»;
- на сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»;
- на сайте администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области: www.mo-se.orb.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							615

Скриншоты представлены в Приложении Г.

Кроме того, были разостланы информационные письма в общественные организации:

- Приволжская ассоциация территориального и экологического развития «Мастер-План» (ПАТЭР «Мастер-План») исх.№957 от 22.07.2021г.;
- Фонд Социально-экологической реабилитации Самарской области исх.№958 от 22.07.2021г.;
- Общественный совет Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области исх.№959 от 22.07.2021г.

Письма об информировании общественных организаций об общественных слушаниях представлены в приложении Д.

Принятие замечаний и предложений

В период с 22.08.2021 г. по 24.09.2021 г. всем заинтересованным лицам была предоставлена возможность ознакомиться с указанными документами, а также выразить (письменно) свои предложения и замечания к проекту ТЗ на проведение ОВОС путем записи в Журналах предложений и замечаний, размещенных в местах общественного доступа вместе с материалами первого этапа ОВОС.

Кроме того, всем заинтересованным лицам было предложено направлять предложения/замечания/комментарии, а также задать вопросы в письменной и устной форме:

1. 446970 Самарская область, с. Камышла, ул. Красноармейская д. 37А, кабинет 8 или по адресу электронной почты prirodakam@mail.ru, с пометкой «по общественным обсуждениям по объекту шифр 0261-01».
2. 446960 Самарская область, Клявлинский р-н, ст. Клявлино, пр-кт Ленина, д.9, кабинет 5 или по адресу электронной почты klv.petrov@yandex.ru, с пометкой «по общественным обсуждениям по объекту шифр 0261-01»;
3. 461670 Оренбургская область, Северный район, с. Северное, ул. Советская д. 25, кабинет 112, или по адресу электронной почты office13@se.orb.ru, с пометкой «по общественным обсуждениям по объекту шифр 0261-01».
4. электронной почты ответственного лица ООО «БайТекс»: SPolukonov@rus.mol.hu, с пометкой «по общественным обсуждениям по объекту шифр 0261-01».

В ходе общественных обсуждений проекта ТЗ на выполнение ОВОС в журналы учета замечаний и предложений, а также по электронной почте за весь период обсуждений от общественности поступило четыре комментариев и вопросов. Подробно информация представлена в Разделе 10.2 (таблица 10.2.1).

10.2.2 Информирование и участие общественности на этапе проведения исследований и подготовки предварительного варианта материалов ОВОС

Второй этап общественных слушаний был проведен на основании Приказа об утверждений к материалам оценки воздействия на окружающую среду (приказ МПР №999 от 01.12.2020г.).

Материалы второго этапа ОВОС.

На этапе проведения исследований по оценке воздействия на окружающую среду и подготовки предварительного варианта материалов по ОВОС были разработаны и представлены следующие документы:

Результат №	10.2.2 Информирование и участие общественности на этапе проведения исследований и подготовки предварительного варианта материалов ОВОС							
	Второй этап общественных слушаний был проведен на основании Приказа об утверждений к материалам оценки воздействия на окружающую среду (приказ МПР №999 от 01.12.2020г.).							
Подп и дата	Материалы второго этапа ОВОС.							
	На этапе проведения исследований по оценке воздействия на окружающую среду и подготовки предварительного варианта материалов по ОВОС были разработаны и представлены следующие документы:							
Изм № подл							0261-01-00-ОВОС I	Лист
								616
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Утверждено Техническое задание на проведение оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) намечаемой деятельности ООО «БайТекс» по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».

В период с 22.09.2021 г. по 26.10.2021 г. в печатном виде предварительные материалы ОВОС были размещены в следующих местах доступа:

- в администрации Камышлинского района (с. Камышла, ул. Красноармейская д.37А, кабинет 8), время работы: пн-пт 09:00-17:00;
- в администрации Клявлинского района (ст. Клявлино, пр-кт Ленина, д.9, кабинет 5), время работы: пн-пт 09:00-17:00;
- в администрации Северного района (с. Северное, ул. Советская, д.25, кабинет 112), время работы: пн-пт 09:00-17:00;

- на сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»;
- на сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»;
- на сайте администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области: www.mo-se.orb.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости».

ООО «ОренбургНИПИнефть» на основании доверенности №31 от 09.06.2021г. выданной ООО «БайТекс» разослали официальные Уведомления о проведении общественных обсуждений предварительных материалов ОВОС по Администрациям муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области. Письма №875, №876 и №877 от 07.07.2021г. представлены в Приложении Ж.

- на муниципальном уровне – на сайтах органов местного самоуправления :
 - на сайте администрации муниципального района Камышлинский Самарской области: www.kamadm.ru в разделе «Экология»;
 - на сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»;
 - на сайте администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области: www.mo-se.orb.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости».

Формат А4

- Заинтересованные стороны в период с 22.09.2021 г. по 26.10.2021 г. имели возможность выразить свои замечания и предложения к представленной документации путем записи их в Журналах предложений и замечаний, размещенных в местах общественного доступа вместе с материалами второго этапа ОВОС.

Формат А4

- Представители инициатора намечаемой деятельности ООО «БайТекс»;
- Представители исполнителей ОВОС;
- Представители общественных организаций Самарской и Оренбургской областей;
- Представители заинтересованной общественности.

Список участников слушаний представлен в Приложении к Протоколам общественных обсуждений (в форме слушаний) объекта государственной экологической экспертизы – проекта Технического задания на ОВОС от 24.08.2021г. и от 25.08.2021г. (копия протоколов представлена в Приложении Е).

Список участников слушаний представлен в Приложении к Протоколам общественных обсуждений (в форме слушаний) объекта государственной экологической экспертизы – Материалов ОВОС от 24.08.2021 г. № 2 (копия протокола представлена в Приложении Е).

10.4 Вопросы, рассмотренные участниками обсуждений; тезисы выступлений, в случае их представления участниками обсуждения; протоколы проведения общественных слушаний (если таковые проводились).

Вопросы на этапе обсуждения ТЗ на ОВОС

ООО «БайТекс» совместно с администрацией муниципальных районов Камышлинского и Клявлинского Самарской области и Северного района Оренбургской области 24 и 25 августа 2021 года организованы общественные обсуждения (в форме слушаний) по проекту Технического задания на проведение ОВОС.

Общественные слушания проходили с 16.00 часов в актовом зале районной администрации 24 августа 2021г. по адресу ст. Клявлино, ул. Октябрьская, д.60.

Общественные слушания проходили с 18.00 часов в конференц-зале здания Районного дома культуры села Камышла 24 августа 2021г. по адресу с. Камышла, ул. Красноармейская, д.37А.

Общественные слушания проходили с 18.00 часов в районной администрации 25 августа 2021 г. села Северное, ул. Советская, д. 25.

Таблица 10.2 -Тезисы выступлений докладчиков на слушаниях

ФИО, должность выступающего	Тезисы выступлений
Соловьев Иван Николаевич, глава муниципального района Клявлинский Самарской области	Объявил публичные слушания открытыми, приветствовал участников общественных слушаний; уведомил об осуществлении протокольной записи процесса общественных обсуждений; огласил организаторов общественных обсуждений в форме слушаний, проинформировал о правовой основе организованных общественных обсуждений. Сообщил, что на общественные слушания вынесено обсуждение Технического задания на проведение ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы: «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».
Петров Владимир Сергеевич - специалист по охране	Приветствовал участников, сообщил о возможности каждого участника озвучить свои вопросы в ходе

Рез. ил. №	
Подп. и дата	
Ил. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							620

охраны окружающей среды МКУ «Управление делами»	мероприятия. Заявил, что слушания проводятся для информирования населения о намечаемой хозяйственной или иной деятельности и ее возможном воздействии на окружающую среду, передал слово представителю Заказчика.
Полуконов Сергей Владимирович, инженер по охране окружающей среды (эколог) ООО «БайТекс».	Осветил хозяйственную деятельность ООО «БайТекс». История открытия и строительства основных объектов. В настоящее время разработка месторождения осуществляется на основании проектного документа, составленного в 2020 году «Технологический проект разработки Байтуганского нефтяного месторождения», утвержденного протоколом ЦКР № 8004 от 25.11.2020 г. Поскольку уровень добычи нефти на Байтуганском месторождении снижается, а обводненность нефти растет, то производственной необходимостью требуется обустройство новых нефтяных скважин из разных нефтегазоносных горизонтов.
Новикова Татьяна Васильевна – начальник отдела охраны окружающей среды ООО «ОренбургНИПИнефть»	Предоставила демонстрационный материал Ситуационный план «Обустройства Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь». Осветила основные проектные решения. Основные положения технического задания и основные цели и задачи оценки воздействия на окружающую среду. Основные методы проведения ОВОС и критерии решений по варианту разработки Байтуганского месторождения.
Насыров Раиль Махмутович - главный специалист по охране окружающей среды Комитета по управлению муниципальным имуществом м.р. Камышлинский	Сообщил, что в период принятия от граждан и общественных организаций замечаний и предложений, на электронную почту администрации поступил один вопрос. Вопрос поступил в письменной форме и был зарегистрирован в «Журнале учета замечаний и предложений от граждан и общественных организаций к Техническому заданию на проведение ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы». Официальным письмом администрации муниципального района Камышлинский Самарской области, поступивший вопрос от граждан и общественных организаций, был направлен на электронную почту Заказчику ООО «БайТекс». Копия письма - разработчику материалов по оценке воздействия – ООО «ОренбургНИПИнефть». Письмо № 381 от 23.08.2021 г будет приложено к Протоколу.
Петров Владимир Сергеевич - специалист по охране окружающей среды МКУ «Управление делами» м.р. Клявлинский	Сообщил, что в период принятия от граждан и общественных организаций замечаний и предложений, на электронную почту администрации поступил один вопрос. Вопрос поступил в письменной форме и был зарегистрирован в «Журнале учета замечаний и предложений от граждан и общественных организаций». Официальным письмом администрации, поступивший вопрос от граждан, был направлен на электронную почту

Результат	№
Подпись	
Имя	№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

621

	Заказчику ООО «БайТекс». Копия письма - разработчику материалов по оценке воздействия – ООО «ОренбургНИПИнефть». Письмо № 1111/1 от 23.08.2021 г будет приложено к настоящему Протоколу.
Илалтдинова Лилия Лефхатовна - председатель Комитета по управлению муниципальным имуществом м.р. Северный	Сообщила, что в период принятия от граждан и общественных организаций замечаний и предложений, на электронную почту администрации поступили вопросы и замечания. Вопросы и замечания поступили в письменной форме и были зарегистрирован в «Журнале учета замечаний и предложений от граждан и общественных организаций к Техническому заданию на проведение ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы». Официальным письмом администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области, поступившие вопросы и замечание, были направлены разработчику материалов по оценке воздействия – ООО «ОренбургНИПИнефть». Копия письма была направлена на официальный электронный адрес ООО «БайТекс». Письмо № 01-08/911 от 24.08.2021 г будет приложено к настоящему Протоколу.

Более детально выступления докладчиков на общественных слушаниях зафиксированы в Протоколах общественных обсуждений (в форме слушаний) Технического задания на окружающую среду по объекту государственной экологической экспертизы «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» по муниципальным районам Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северному району Оренбургской области.

Вопросы на этапе обсуждения предварительных материалов на ОВОС

ООО «БайТекс» совместно с администрацией муниципальных районов Камышлинского и Клявлинского Самарской области и Северного района Оренбургской области 27 и 28 октября 2021 года организованы общественные обсуждения (в форме слушаний) по предварительным материалам ОВОС.

Общественные слушания проходили с 16.00 часов в актовом зале районной администрации 27 октября 2021г. по адресу ст. Клявлино, ул. Октябрьская, д.60.

Общественные слушания проходили с 18.00 часов в конференц-зале здания Районного дома культуры села Камышла 27 октября 2021г. по адресу с. Камышла, ул. Красноармейская, д.37А.

Общественные слушания проходили с 18.00 часов в районной администрации 28 октября 2021 г. села Северное, ул. Советская, д. 25.

Таблица 10.3 -Тезисы выступлений докладчиков на слушаниях

ФИО, должность выступающего	Тезисы выступлений
Соловьев Иван Николаевич, глава муниципального района Клявлинский Самарской области	Объявил публичные слушания открытыми, приветствовал участников общественных слушаний; уведомил об осуществлении протокольной записи процесса общественных обсуждений; огласил организаторов общественных обсуждений в форме слушаний, проинформировал о правовой основе

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							622
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

	организованных общественных обсуждений. Сообщил, что на общественные слушания вынесено обсуждение Технического задания на проведение ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы: «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».
Петров Владимир Сергеевич - специалист по охране окружающей среды МКУ «Управление делами»	Приветствовал участников, сообщил о возможности каждого участника озвучить свои вопросы в ходе мероприятия. Заявил, что слушания проводятся для информирования населения о намечаемой хозяйственной или иной деятельности и ее возможном воздействии на окружающую среду, передал слово представителю Заказчика.
Полуконов Сергей Владимирович, инженер по охране окружающей среды (эколог) ООО «БайТекс».	Осветил хозяйственную деятельность ООО «БайТекс». История открытия и строительства основных объектов. В настоящее время разработка месторождения осуществляется на основании проектного документа, составленного в 2020 году «Технологический проект разработки Байтуганского нефтяного месторождения», утвержденного протоколом ЦКР № 8004 от 25.11.2020 г. Поскольку уровень добычи нефти на Байтуганском месторождении снижается, а обводненность нефти растет, то производственной необходимостью требуется обустройство новых нефтяных скважин из разных нефтегазоносных горизонтов.
Новикова Татьяна Васильевна – начальник отдела охраны окружающей среды ООО «ОренбургНИПИнефть»	Предоставила демонстрационный материал Ситуационный план «Обустройства Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь». Осветила основные проектные решения. Основные положения технического задания и основные цели и задачи оценки воздействия на окружающую среду. Основные методы проведения ОВОС и критерии решений по варианту разработки Байтуганского месторождения.
Насыров Раиль Махмутович - главный специалист по охране окружающей среды Комитета по управлению муниципальным имуществом м.р. Камышлинский	Сообщил, что в период принятия от граждан и общественных организаций замечаний и предложений, на электронную почту администрации поступил один вопрос. Вопрос поступил в письменной форме и был зарегистрирован в «Журнале учета замечаний и предложений от граждан и общественных организаций к Техническому заданию на проведение ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы». Официальным письмом администрации муниципального района Камышлинский Самарской области, поступивший вопрос от граждан и общественных организаций, был направлен на электронную почту Заказчику ООО «БайТекс». Копия письма - разработчику материалов по оценке воздействия – ООО «ОренбургНИПИнефть». Письмо № 381 от 23.08.2021 г будет приложено к Протоколу.
Петров Владимир Сергеевич - специалист по охране окружающей среды МКУ «Управление делами» м.р. Клявлинский	Сообщил, что в период принятия от граждан и общественных организаций замечаний и предложений, на электронную почту администрации поступил один вопрос. Вопрос поступил в письменной форме и был зарегистрирован в «Журнале учета замечаний и предложений от граждан и общественных организаций». Официальным письмом

Рез. и. и. №	
Подп. и. и. и. и.	
И. и. и. и. и. и. и.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

623

	администрации, поступивший вопрос от граждан, был направлен на электронную почту Заказчику ООО «БайТекс». Копия письма - разработчику материалов по оценке воздействия – ООО «ОренбургНИПИнефть». Письмо № 1111/1 от 23.08.2021 г будет приложено к настоящему Протоколу.
Илалтдинова Лилия Лефхатовна - председатель Комитета по управлению муниципальным имуществом м.р. Северный	Сообщила, что в период принятия от граждан и общественных организаций замечаний и предложений, на электронную почту администрации поступили вопросы и замечания. Вопросы и замечания поступили в письменной форме и были зарегистрированы в «Журнале учета замечаний и предложений от граждан и общественных организаций к Техническому заданию на проведение ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы». Официальным письмом администрации муниципального образования Северный район Оренбургской области, поступившие вопросы и замечание, были направлены разработчику материалов по оценке воздействия – ООО «ОренбургНИПИнефть». Копия письма была направлена на официальный электронный адрес ООО «БайТекс». Письмо № 01-08/911 от 24.08.2021 г будет приложено к настоящему Протоколу.

Более детально выступления докладчиков на общественных слушаниях зафиксированы в Протоколах общественных обсуждений (в форме слушаний) предварительных материалов на оценку воздействия на окружающую среду по объекту государственной экологической экспертизы «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» по муниципальным районам Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северному району Оренбургской области.

10.5 Все высказанные в процессе проведения общественных обсуждений замечания и предложения с указанием их авторов, в том числе по предмету возможных разногласий между общественностью, органами местного самоуправления и заказчиком.

Замечания и предложения, поступившие от заинтересованных сторон в ходе слушаний

Во время проведения слушаний от участников поступили предложения, замечания, вопросы в устной и письменной форме, которые зафиксированы в Протоколах (копия протоколов представлена в Приложении Д). На большую часть поступивших вопросов, замечаний и предложений представителями инициатора намечаемой деятельности и исполнителя ОВОС были даны комментарии и ответы в ходе слушаний.

Вопросы, замечания, комментарии и предложения, поступившие в ходе слушаний, были систематизированы и сгруппированы в случаях совпадения их содержания. Сводка вопросов и ответов представлена в Таблице 10.4

Ответы на вопросы и комментарии общественности подготовлены:

- инициатором хозяйственной деятельности – ООО «ОренбургНИПИнефть»;
- исполнителями ОВОС ООО «ОренбургНИПИнефть» (г. Оренбург).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист 624
протоколов представлена в Приложении Д). На большую часть поступивших вопросов, замечаний и предложений представителями инициатора намечаемой деятельности и исполнителя ОВОС были даны комментарии и ответы в ходе слушаний. Вопросы, замечания, комментарии и предложения, поступившие в ходе слушаний, были систематизированы и сгруппированы в случаях совпадения их содержания. Сводка вопросов и ответов представлена в Таблице 10.4 Ответы на вопросы и комментарии общественности подготовлены: - инициатором хозяйственной деятельности – ООО «ОренбургНИПИнефть»; - исполнителями ОВОС ООО «ОренбургНИПИнефть» (г. Оренбург).							

Таблица 10.4 – Сводка вопросов и ответов, озвученных на слушаниях 25.08.2021г.

№ №	Вопросы, предложения, замечания и комментарии, поступившие от заинтересованных сторон	Ответы исполнителей ОВОС и представителей Заказчика	Отметка о внесении изменений в проектную документацию
1.	На месторождении будут строить новые скважины. Увеличатся ли рабочие места на промысле? Участник слушаний: житель с. Клявлино ФИО1.	<u>Ответ представителя ООО «БайТекс» - Полуконова С.В.</u> Организация новых рабочих мест для обслуживания производственных объектов Байтуганского месторождения не предусматривается	Внесение изменений не потребовалось
2.	Какие земельные участки будут затронуты для строительства скважин и трубопроводов? Будут ли заключаться договора аренды с землепользователями и на какой срок? Участник слушаний: житель с. Клявлино ФИО2.	<u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u> Если посмотреть на ситуационный план, то можно увидеть, что в пределах Клявлинского района предполагается обустройство четырех скважин и строительство выкидных трубопроводов, водоводов и нефтеколлекторов. Все эти сооружения расположены на землях сельскохозяйственного назначения, принадлежащих администрации Клявлинского района, на землях находящихся в долевой собственности, а также на землях, арендуемых ООО «БайТекс». Земельные участки, которые потребуются для строительства проектируемых объектов девятой очереди обустройства, будут взяты в аренду. Срок заключения договора зависит от срока строительства, если земельные участки будут отводиться во временное пользование или срока эксплуатации проектируемых объектов, если земельный участок отводится в долгосрочное пользование. Срок строительства будет определен на стадии разработки проектной документации, в частности при разработке проекта организации строительства. На сегодняшний день, этой информацией я не владею. <u>Ответ представителя ООО «БайТекс» - Полуконова С.В.</u> Представители БайТекс свяжутся с собственниками земельных участков для заключения договоров аренды. Все документы будут оформлены в установленном порядке. Обязательства со стороны арендатора будут исполнены в полном объеме, в соответствии с	Внесение изменений не потребовалось

Результат №

Подпись

Имя № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

625

		заключенными договорами.	
3.	Лилия Лефхатовна, испытывает ли местное население неудобство от деятельности на Байтуганском нефтяном месторождении? Акцент на два критерия: качество воздуха и качество воды. Участник слушаний: Представитель общественной организации: Межрегиональная общественная организация по охране окружающей среды «Национальная-промышленная экология» Ерикбаев С.С.	<u>Ответ представителя органов местного самоуправления муниципального образования Северный район Оренбургской области Илалтдинова Л.Л.</u> Я работаю председателем комитета по управлению муниципальным имуществом с 25 февраля 2021 года, и с этого времени, когда я начала работать, никаких жалоб со стороны населения на запах и на появление посторонних примесей в воде, не поступало. Сама я живу в селе Бакаево. Это недалеко от села Новое Усманово. И ухудшение качества воды в моем колодце или появления запаха в воздухе, я не замечала. Наше село находится от скважин дальше, чем село Новое Усманово. По данному вопросу в с. Новое Усманово я не владею информацией. <u>Ответ представителя ООО «БайТекс» - Полуконова С.В.</u> Село Бакаево, территориально, самое близкое к месторождению, из населенных пунктов Северного района. <u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u> На слушания представлен ситуационный план, где можно увидеть расположение населенных пунктов относительно границ месторождения и проектируемых объектов.	Внесение изменений не потребовалось
4.	Лилия Лефхатовна, а служба ЕДДС есть у вас? Участник слушаний: Представитель общественной организации: Межрегиональная общественная организация по охране окружающей среды «Национальная-промышленная экология» Ерикбаев С.С.	<u>Ответ представителя органов местного самоуправления муниципального образования Северный район Оренбургской области Илалтдинова Л.Л.</u> Да, есть.	Внесение изменений не потребовалось
5.	Можем ли мы получить информацию от службы ЕДДС о возможных жалобах? Участник слушаний: Представитель общественной организации: Межрегиональная общественная организация по охране окружающей среды «Национальная-промышленная экология» Ерикбаев С.С.	<u>Ответ представителя органов местного самоуправления муниципального образования Северный район Оренбургской области Илалтдинова Л.Л.</u> Вы можете обратиться с запросом информации, были ли такого характера обращения.	Внесение изменений не потребовалось

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

626

6.	Может быть в социальных сетях были жалобы от населения? Участник слушаний: Представитель общественной организации: Межрегиональная общественная организация по охране окружающей среды «Национальная-промышленная экология» Ерикбаев С.С.	<u>Ответ представителя органов местного самоуправления муниципального образования Северный район Оренбургской области Илалтдинова Л.Л.</u> У меня есть доступ в группы мессенджеров «Подслушано Бакаево», «Подслушано Северное», но и в них такая информация отсутствует.	Внесение изменений не потребовалось
Обсуждение объекта ГЭЭ 22.09.2021г. по 07.11.2021г.			

Замечания и предложения, поступившие от заинтересованных сторон в процессе проведения общественных обсуждений

В ходе общественных обсуждений в журналы учета замечаний и предложений, а также по электронной почте за весь период обсуждений от общественности поступили предложения, комментарии, замечания и вопросы.

Выкопировки из журналов предложений и замечаний представлены в Приложении А1.

Все поступившие предложения/комментарии/замечания/вопросы подробно проанализированы, ответы подготовлены представителями инициатора намечаемой деятельности и исполнителей ОВОС и представлены в Таблице 10.5.

Поступившие предложения/комментарии/замечания/вопросы в основном касались текущей деятельности ООО «БайТекс».

На письма-обращения заинтересованной общественности, направленные на электронный адрес заказчика подготовлены письменные адресные ответы. Копии писем представлены в Приложении А1 Раздела ОВОС2.3.

Таблица 10.5 -

№№	Вопросы, предложения, замечания и комментарии, поступившие от заинтересованных сторон	Ответы исполнителей ОВОС и представителей Заказчика	Отметка о внесении изменений в проектную документацию
1.	В Техническом задании указаны только сооружения, которые планируют построить, но не указаны нефтяные скважины, которые уже построены и добывают нефть. Житель с. Клявлино Трифонов О. В. 18.08.2021г, 16.15ч.	<u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u> Существующий фонд добывающих скважин составляет 383 штуки, действующий фонд нагнетательных скважин 56 штук. Номера скважин существующего фонда будут дополнены в техническое задание на ОВОС. Перечень остальных сооружений, которые действуют на Байтуганском месторождении были указаны в докладе Полуконова Сергея	Замечание учтено. Внесены дополнения в ТЗ на ОВОС

Результат	
Подпись	
Имя, № документа	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист
627

		Владимировича.	
2.	Добыча нефти на Байтуганском месторождении ведется довольно долго. До какого срока будет осуществляться разработка месторождения? Житель с. Камышла Техиташев Р. Г. 05.08.2021г.10.00ч.	<u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u> В ходе доклада представителя ООО БайТекс», Полуконова Сергея Владимировича, прозвучал ответ на поступивший вопрос. Байтуганское месторождение открыто в 1947 году, в эксплуатации находится с 1949 года, то есть разработка углеводородных залежей на Байтуганском нефтяном месторождении ведется более 70 лет. Деятельность по добыче нефти и газа на Байтуганском нефтяном месторождении осуществляется ООО «БайТекс» на основании лицензии, выданной Федеральным агентством по недропользованию – Роснедра, сроком до 31 декабря 2037 года. Эти сведения будут дополнены в Техническое задание на проведение ОВОС.	Внесение изменений не потребовалось
3.	С какой целью проводят общественные обсуждения по разработке нефтяного месторождения? Мнение общественности может повлиять на работу нефтяных компаний? Житель с. Северное Чепудаева М.В. 29.07.21г. 15:30 ч.	<u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u> Общественные обсуждения являются неотъемлемой частью процесса оценки воздействия на окружающую среду, проводимые с целью выявления общественных предпочтений по выносимому на публичные слушания вопросу. Подготовка, проведение и установление результатов публичных обсуждений осуществляются на основании принципов открытости, гласности, добровольности, независимости участников процесса. Мнение общественности учитывается при составлении Технического задания на проведение ОВОС, а также при проведении самого процесса оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности. В случае возникновения вопросов, замечаний и предложений от заинтересованной общественности к материалам выносимым на обсуждения, и если данные вопросы, замечания и предложения подкреплены требованиями нормативно-правовых актов Российской Федерации, принятие решения о намечаемой хозяйственной	Внесение изменений не потребовалось

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

628

		деятельности, включая Техническое задание на проведение ОВОС, и сам процесс проведения оценки воздействия, будет корректироваться с учетом мнения заинтересованной общественности.	
4.	В Техническом задании не указана лицензия, по которой ведется разработка месторождения и срок ее действия. Житель с. Северное Родичкиси К.С. 04.08.2021г. 11:05 ч.	<u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u> ООО «БайТекс», осуществляет добычу нефти и газа на Байтуганском нефтяном месторождении, на основании лицензии ОРБ 13173 НЭ, выданной сроком до 31 декабря 2037 года. Данные сведения будут дополнены в Техническое задание на проведение ОВОС.	Замечание учтено. Внесены дополнения в ТЗ на ОВОС
Обсуждение объекта ГЭЭ 22.09.2021г. по 07.11.2021г.			
5.	В период 10-ти дней после заседания вопросов от общественности по общественным слушаниям не поступило.		Письма от администраций районов о завершении приема замечаний см. приложение Ю.

10.6 Выводы по результатам общественного обсуждения относительно экологических аспектов намечаемой хозяйственной и иной деятельности.

По результатам общественных обсуждений проекта ТЗ на проведение ОВОС

22.09.2021 г. администрациями муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области были рассмотрены результаты общественных обсуждений Технического задания на проведение ОВОС по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».

По итогам рассмотрения установлено:

- первый этап общественных обсуждений объекта Технического задания на проведение ОВОС считается состоявшимся и завершенным;
- значимых разногласий между заинтересованной общественностью и Заказчиком намечаемой деятельности не выявлено.

Копии писем от администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области по итогам общественных обсуждений ТЗ на проведение ОВОС представлена в Приложении Е.

По результатам общественных обсуждений проекта ТЗ на проведение ОВОС, в рамках выполнения первого этапа оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности ООО «БайТекс» в период действия комплексного экологического разрешения:

- новые экологические аспекты не выявлены;
- внесения изменений в Техническое задание на выполнение ОВОС не требуется.

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							629
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Доступ общественности и других участников процесса оценки воздействия на окружающую среду к утвержденному варианту ТЗ на выполнение ОВОС с момента его утверждения и до окончания процесса оценки воздействия на окружающую среду было доступно на сайтах администраций муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области.

По результатам общественных обсуждений предварительных материалов ОВОС

В ходе общественных обсуждений (с 22.09.2019 по 27.10.2019) непосредственно к Материалам ОВОС, от общественности каких-либо и предложений, замечаний, вопросов *не поступило*. Предложения/замечания/комментарии/вопросы касались текущей деятельности ООО «БайТекс» (подробнее в разделе 10.2, таблица 10.2.1).

Копии писем и протоколов представлены в Приложении Г1.

В течение 10 дней после окончания общественных слушаний с 28.10.2019 г. по 07.11.2019 г. не поступило ни одно письмо с вопросами о проведении общественных обсуждений и слушаний, а также о размещении публикаций в СМИ и обеспечении доступа к материалам общественных обсуждений.

По итогам данного этапа обсуждений внесение изменений в технологические и технические решения, направленные на исключение/минимизацию воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, не требуется, значимость воздействий не изменилась.

10.7 Сводка замечаний и предложений общественности, с указанием, какие из этих предложений и замечаний были учтены заказчиком, и в каком виде, какие – не учтены, основание отказа.

Общая сводка предложений, замечаний, комментариев, вопросов, поступивших в рамках общественных обсуждений объекта ГЭЭ: проекта «Обустройства Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» с указанием, какие из этих предложений и замечаний были учтены заказчиком, в каком виде, какие – не учтены, основание для отказа представлены в Таблицах 10.4, 10.5 Раздела 6 настоящих Материалов общественных обсуждений.

10.8 Списки рассылки соответствующей информации, направляемой общественности на всех этапах оценки воздействия на окружающую среду.

В Таблице 10.6 представлены список рассылки информации, направляемой заинтересованным лицам (участникам общественных обсуждений) в период проведения общественных обсуждений.

В таблице 10.6 представлены список рассылки информации, направляемой заинтересованным лицам (участникам общественных обсуждений) в период проведения общественных обсуждений.						
Результаты						
Подпись						
Имя						
						0261-01-00-ОВОС I
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						Лист
						630

Таблица 10.6 – Список рассылки информации, направляемой участникам общественных обсуждений

№	Адресат	Суть информирования	Дата отправления
Обсуждение проекта ТЗ на проведение ОВОС			
1	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	Уведомление, направление обосновывающей информации, содержащей общее описание намечаемой деятельности	07.07.2021 г., исх. № 875, №876 и №877
2	Все участники общественных обсуждений	Пояснительное письмо о проведении общественных обсуждений технического задания	В доступе с 07.07.2021 г.
3	Участники общественных обсуждений, пользователи сайта www.kamadm.ru	Предоставление электронной версии материалов: проекта ТЗ на проведение ОВОС и предварительной оценки воздействия	разделе «Экология» Новость от 21.07.2021 г.
4	Участники общественных обсуждений, пользователи сайта www.klvadm.ru		в разделе «Главная», вкладка «Объявления» Новость от 21.07.2021 г.
5	Участники общественных обсуждений, пользователи сайта www.mo-se.orb.ru		в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости» от 21.07.2021г.
Обсуждение объекта ГЭЭ предварительные материалы ОВОС			
1	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	Уведомление, направление обосновывающей информации, содержащей общее описание намечаемой деятельности	08.09.2021 г., исх. № 1167, №1168 и №1169
2	Все участники общественных обсуждений	Пояснительное письмо о проведении общественных обсуждений объекта ГЭЭ	В доступе с 16.09.2021 г.
3	Участники общественных обсуждений, пользователи сайта www.kamadm.ru	Предоставление электронной версии материалов: предварительные материалы ОВОС; материалы общественных обсуждений проекта ТЗ на проведение ОВОС; утвержденное ТЗ на проведение ОВОС	разделе «Экология» Новость от 16.09.2021 г.
4	Участники общественных обсуждений, пользователи сайта www.klvadm.ru		в разделе «Главная», вкладка «Объявления» Новость от 16.09.2021 г.
5	Участники общественных обсуждений, пользователи сайта www.mo-se.orb.ru		в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости» от 16.09.2021г.

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

631

11 ПЕРЕЧЕНЬ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ И КОМПЕНСАЦИОННЫХ ВЫПЛАТ

В настоящем разделе учтены требования законодательных и нормативных актов в части охраны окружающей природной среды, в том числе:

- Постановление Правительства РФ от 13.09.16 №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» (в действующей редакции);
- Постановление правительства РФ от 29.06.2018 №758 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные) и внесении в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (в действующей редакции);
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2019 №156 «О внесении изменений в ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные)»;
- Постановление правительства РФ от 03.03.2017 т. №255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» (в действующей редакции);
- Постановление правительства РФ от 27.12.2019 г. №1904 "О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 3 марта 2017 г. N 255"
- Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду";
- Распоряжение правительства РФ №1316-р от 08.07.15 «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;
- Письмо о рассмотрении в МПР и экологии РФ. Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 16 января 2017 года №АС-03-01-31/502.

Перечень использованных источников приведен в списке литературы.

11.1 Плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Размер платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в пределах установленных предельно допустимых нормативов выбросов (ПДВ) определялся путем умножения соответствующих ставок платы на массу выброса, дополнительный коэффициент и суммированием полученных произведений по видам загрязняющих веществ.

Исходные данные и результаты расчета платы за выбросы загрязняющих веществ на период строительства (демонтажа) и эксплуатации проектируемых объектов, сведены в таблицах 11.1 – 11.3.

[illegible]

Таблица 11.1 - Исходные данные и результаты расчета платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период демонтажа существующих объектов

Код	Наименование веществ*	Базовый вариант, руб/т**	Выброс вещества, т/год	Дополнительный коэффициент***	Плата за выбросы, руб/период, в ценах 2022г.
1	2	3	4	5	6
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)****	36,6	0,018590	1,19	0,81
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	5 473,50	0,000274		1,78
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	138,80	0,401126		66,25
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	93,50	0,065183		7,25
0328	Углерод (Пигмент черный)****	36,60	0,044557		1,94
0330	Серы диоксид	45,40	0,065941		3,56
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	686,20	0,000001		0,00
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	1,60	0,379656		0,72
1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксаметан, метиленоксид)	1 823,60	0,001461		3,17
0703	Бенз/а/пирен	5 472 968,70	7,70E-08		0,50
2704	Бензин (нефтяной. малосернистый в пересчете на углерод)	3,20	8,69E-04		
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	6,70	0,100001		0,80
2754	Алканы C12-C19 (в пересчете на C)	10,80	0,000494		0,00
Итого на период демонтажа:			1,078154		86,80

Результат

Подпись

Имя, №, дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

633

Примечание: * - выбор веществ осуществляется в соответствии с Распоряжением правительства РФ №1316-р от 08.07.15 «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;

** - Ставки платы по загрязняющим веществам приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»;

*** - Дополнительный коэффициент, принят в соответствии с Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду"

**** - согласно письму о рассмотрении в МПР и экологии РФ. Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 16 января 2017 года №АС-03-01-31/502

Таблица 11.2 - Исходные данные и результаты расчета платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период строительства проектируемых объектов

Код	Наименование веществ*	Базовый вариант, руб/т**	Выброс вещества, т/год	Дополнительный коэффициент ***	Плата за выбросы, руб/период, в ценах 2022г.
1	2	3	4	5	6
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)****	36,6	0,016575	1,19	0,72
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	5 473,50	0,001425		9,28
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	138,80	11,756249		1941,80
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	93,50	1,910388		212,56
0328	Углерод (Пигмент черный)***	36,60	1,640145		71,43
0330	Сера диоксид	45,40	2,085414		112,67
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	686,20	0,000001		0,00
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	1,60	11,680612		22,24

Результат

Подпись

Имя, № документа

0261-01-00-ОВОС1

Лист

634

0342	Фториды газообразные соединения (в пересчете на фтор)	547,40	0,002907	1,89
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	181,60	0,005115	1,11
1325	Формальдегид (муравьиный альдегид, оксаметан, метиленоксид)	1 823,60	0,044010	95,51
0703	Бенз/а/пирен	5 472 968,70	4,04E-06	26,32
2704	Бензин (нефтяной. малосернистый в пересчете на углерод)	3,2	1,26E-02	0,05
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	6,70	3,243624	25,86
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:-70-20	56,10	0,678921	45,32
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол)	29,90	0,079200	2,82
0621	Метилбензол (фенилметан)	9,90	0,014880	0,18
1210	Бутилацетат (бутиловый эфир уксусной кислоты)	56,10	0,002880	0,19
1401	Пропан-2-он (Диметкетон, диметилформальдегид)	16,60	0,006240	0,12
2752	Уайт-спирит	6,40	0,044325	0,34
2754	Алканы C12-C19 (в пересчете на C)	10,80	0,000494	0,01
2902	Взвешенные вещества	36,60	0,045293	1,97
Итого на период строительства:			33,271345	2572,39

*Примечание: * - выбор веществ осуществляется в соответствии с Распоряжением правительства РФ №1316-р от 08.07.15 «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;*

*** - Ставки платы по загрязняющим веществам приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»;*

**** - Дополнительный коэффициент, принят в соответствии с Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду"*

Результат

Подпись

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

635

**** - согласно письму о рассмотрении в МПР и экологии РФ. Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 16 января 2017 года №АС-03-01-31/502

Таблица 11.3 - Исходные данные и результаты расчета платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период биологической рекультивации

Код	Наименование веществ*	Базовый вариант, руб/т**	Выброс вещества, т/год	Дополнительный коэффициент ***	Плата за выбросы, руб/период, в ценах 2022г.
1	2	3	4	5	6
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	138,80	0,036332	1,19	6,00
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	93,50	0,005904		0,00
0328	Углерод (Пигмент черный)****	36,60	0,005219		0,00
0330	Серы диоксид	45,40	0,003844		0,00
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	1,60	0,030399		0,00
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	6,70	0,008620		0,00
Итого на период демонтажа:			0,090318		6,00

Примечание: * - выбор веществ осуществляется в соответствии с Распоряжением правительства РФ №1316-р от 08.07.15 «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;

** - Ставки платы по загрязняющим веществам приняты в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»;

*** - Дополнительный коэффициент, принят в соответствии с Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду"

**** - согласно письму о рассмотрении в МПР и экологии РФ. Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 16 января 2017 года №АС-03-01-31/502

Результат

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

636

Таблица 11.4 - Исходные данные и результаты расчета платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период эксплуатации проектируемых объектов

№ п/п	Наименование веществ	Базовый вариант, руб/т	Выброс вещества, т/год	Дополнительный коэффициент	Плата за выбросы, руб./год, в ценах 2022 г.
1	2	3	4	5	6
1	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	686,20	0,181443	1,19	148,1622412
2	Метан	108,00	0,193373		24,8523026
2	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	108,00	0,721875		92,7754356
3	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,10	0,054245		0,0064552
4	Бензол	56,10	0,000080		0,0053722
5	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров, метилталуол)	29,90	0,000025		0,0008999
6	Метилбензол (фенилметан)	9,90	0,000051		0,0005959
Итого на период эксплуатации:			1,151093		265,803303

11.2 Плата за размещение отходов

Размер платы за размещение отходов в пределах установленных природопользователю лимитов определяется путем умножения соответствующих ставок платы с учетом вида размещаемого отхода, дополнительного коэффициента на массу размещаемого отхода и суммированием полученных произведений по видам размещаемых отходов.

Исходные данные и результаты расчета платы сведены в таблицах 11.5 – 11.8.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							637

Таблица 11.5 - Исходные данные и результаты расчета платы за размещение отходов на период строительства

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т	Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления*, руб/т	Дополнительный коэффициент **	Плата за размещение отходов, руб./год, в ценах 2022 г.
Период строительства						
IV класс опасности	Шлак сварочный (код ФККО 9 19 100 02 20 4)	0,1520	12,66	663,2	1,19	119,96
	Обтирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 9 919 204 02 60 4)	4,914				3 878,17
	Обтирочный материал, загрязненный материалами лакокрасочными и аналогичными для нанесения покрытий, малоопасный (код ФККО 9 19 302 53 60 4)	0,468				369,35
	Отходы шлаковаты незагрязненные (код ФККО 4 57 111 01 20 4)	0,01900				14,99
	Отходы средств индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства Код ФККО 4 91 105 11 52 4)	0,03206				25,30
	Коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (Код ФККО 4 91 102 01 52 4)	0,0702				55,40
	Обувь кожаная рабочая, утратившая	0,056				43,86

Результат №

Подпись

Имя № подл

0261-01-00-ОВОС1

Лист

638

	потребительские свойства (Код ФККО 4 03 101 00 52 4)					
	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (код ФККО 4 02 312 0 01 62 4)	6,921				5 461,75
	Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %) (код ФККО 4 68 112 02 51 4)	0,0266				20,97
V класс опасности	Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные (код ФККО 7 36 100 01 30 5)	4,4226	4,65	17,3	1,19	91,05
	Остатки и огарки стальных сварочных электродов (код ФККО 9 19 100 01 20 5)	0,2280				4,69
Итого на период строительства:		17,3086	17,3086			10 050,94

Примечание - * Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления, руб/т, приняты в соответствии с:

1. Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 №913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах";
2. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2019 №156 «О внесении изменений в ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные)».

****Дополнительный коэффициент, принят в соответствии с Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду"**

*****-п. 5 ст. 16 Федерального закона "Об охране окружающей среды"**

Результат №

Подпись и дата

Имя, №, подпись

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

639

Таблица 11.6 - Исходные данные и результаты расчета платы за размещение отходов на период демонтажных работ

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т	Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления*, руб/т	Дополнительный коэффициент **	Плата за размещение отходов, руб./год, в ценах 2022 г.
Период демонтажных работ						
4 класс опасности	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (код ФККО 4 02 312 0 01 62 4)	0,228	0,420	663,20	1,19	179,94
	Обтирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 9 919 204 02 60 4)	0,192				151,53
5 класс опасности	Абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов (код по ФККО 4 56 100 01 51 5)	0,0148	0,1876	17,30		0,31
	Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные (код по ФККО 7 36 100 01 30 5)	0,1728			3,56	
Итого на период демонтажа:		0,6076	0,6076			335,33

Примечание - * Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления, руб/т, приняты в соответствии с:

1. Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 №913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах";
2. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2019 №156 «О внесении изменений в ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные)».

**Дополнительный коэффициент, принят в соответствии с Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду"

***-п.5 ст. 16 Федерального закона "Об охране окружающей среды"

Результат №

Подпись и дата

Имя, №, подпись

0261-01-00-ОВОС I

Лист

640

Таблица 11.7 - Исходные данные и результаты расчета платы за размещение отходов на период биологической рекультивации

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т	Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления*, руб/т	Дополнительный коэффициент **	Плата за размещение отходов, руб./год, в ценах 2022 г.
IV класс опасности	Обтирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15%) (код ФККО 9 919 204 02 60 4)	0,216	1,01	663,2	1,19	170,47
	Коробки фильтрующе-поглощающие противогазов, утратившие потребительские свойства (Код ФККО 4 91 102 01 52 4)	0,0216				17,05
	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (код ФККО 4 02 312 0 01 62 4)	0,770				607,30
Итого на период строительства:		1,0071	1,0071			794,81

Таблица 11.8 - Исходные данные и результаты расчета платы за размещение отходов (эксплуатация)

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности, т	Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления*, руб/т	Дополнительный коэффициент **	Плата за размещение отходов, руб./год, в ценах 2022 г.
Период эксплуатации						
3 класс опасности	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (Код ФККО 9 11 200 02 39 3)	2,49279	2,49279	1 327,00	1,19	3936,43
4 класс опасности	Отход (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой	3,5800	3,5800	663,20	1,19	2825,36

Результат №

Подпись

Имя № подл

0261-01-00-ОВОС I

Лист

641

Примечание - * Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления, руб/т, приняты в соответствии с:

1. Постановлением Правительства РФ от 13.09.16 №913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах";
2. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2019 №156 «О внесении изменений в ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные)».

**Дополнительный коэффициент, принят в соответствии с Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду"

***-п.5 ст. 16 Федерального закона "Об охране окружающей среды"

Расчет затрат на проведение биологической рекультивации приведен согласно разделам «Рекультивация нарушенных земель» 0261-01-00-ООС3, 0261-01-00-ООС4, 0261-01-00-ООС5.

Проведение работ по биологической рекультивации земель с нанесенным плодородным слоем почвы проводится в течение 3 лет Затраты на производство работ по биологической рекультивации временно изымаемых земель рассчитываются по формуле:

где: Q- общая сумма работ по биологической рекультивации (руб.);

V – общая стоимость работ (руб./га);

S – площадь временного отвода (га).

Расчет затрат на производство работ по биологической рекультивации временно изымаемых земель по землепользователям приведен в таблице 11.9.

Таблица 11.9. Затраты на производство работ по биологической рекультивации временно изымаемых земель по землепользователям.

№ п/п	Наименование землепользователя	Стоимость (без НДС), руб.	Площадь, га
Территория Камышлинского района Самарской области			
1	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 63:20:0501002, 63:20:0502001 Земли Администрации Камышлинского района Самарской области	31993,7	0,3695
2	Земли в 63:20:0501002:110, 63:20:0000000:465 Собственность, Сельское поселение Новое Усманово муниципального района Камышлинский Самарской области	800090,1	3,7751
3	Земли в 63:20:0501002:103 входит в ЕЗ 63:20:0000000:60, ОДС 21 собственник Аренда, Гиниятов Ильшат Минасгатович с 24.03.2020 - 5 (пять) лет	176639,5	0,7862

Πισ Νό πνλν	Πνλν ν λννν	Βννν ννν Νν

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		642

№ п/п	Наименование землепользователя	Стоимость (без НДС), руб.	Площадь, га
Итого по Камышлинскому району Самарской области		979324,8	4,9308
<i>Территория муниципального района Клявлинский Самарской области</i>			
1	3. ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 63:21:1106005, Земли Администрации Клявлинского района Самарской области	256058,0	0,9020
Итого по Клявлинскому району Самарской области			
<i>Территория Северного района Оренбургской области</i>			
1	ЗЕМЛИ ГОССОБСТВЕННОСТИ 56:28:1617008, Земли Администрации Северного района Оренбургской области	13688,9	0,0379
2	Земли в 56:28:1617008:13, Собственность, Зарипов Ильгиз Талгатович	472466,1	1,3081
3	Земли в 56:28:1617009:7, 56:28:1617013:4, 56:28:1617013:8, 56:28:16170043:7, Земли Администрации Северного района Оренбургской области	718658,8	2,1361
4	Земли 56:28:1617013:5 в Собственность, Хуснудинов Ильдар Ирикович	436524,4	1,4284
Итого по Северному району Оренбургской области		1641338,20	4,9105

По завершению строительства и проведения необходимых работ по восстановлению плодородного слоя почвы рекомендуется провести испытания повторно с тех же точек, откуда бралась проба ранее для того, чтобы оценить состояние почвы. Результаты испытаний после проведения биологической рекультивации должны быть не ниже предыдущих, иначе плодородный слой почвы считается нарушенным и невосстановленным. Испытание почв проводится лицами, выполняющими работы по биологической рекультивации.

11.4 Экономическая оценка мероприятий по сбору сточных вод

Проектом предусматривается сбор производственно-дождевых и талых сточных вод, образующихся на площадках добывающих скважин и ГР-1 в канализационные емкости, $V=5\text{м}^3$.

Капитальные вложения в сооружения канализации представлены в таблице 11.10.

Согласно техническим условиям, вывоз производственно-дождевых и талых сточных вод предусмотрен автотранспортом, на площадку УПН Байтуганского месторождения, с дальнейшим использованием в технологическом процессе.

дальнейшим использованием в технологическом процессе.						

Таблица 11.10 – Капитальные вложения в сооружения системы канализации

№ п/п	Оборудование	Един. изм.	Количество	Сметная стоимость, руб (в ценах 3 квартала 2022 г.)	Итого, тыс. руб.
1	Устройство производственно-дождевой канализационной емкости, V=5 м3	шт	62	121 000,00	7 502,00
	ИТОГО				7 502,00
2	Норма амортизац. отчислений	%	11		
3	Годовые амортизационные отчисления (11 %)				825,22

Итого:**7 502,00****Вывоз стоков автобойлерной техникой:**

расстояние	км	6
количество стоков	т/год	44
вместимость одного бойлера	т	20
количество рейсов		2,2
стоимость одного рейса бойлера		
данной вместимости	руб.	1,2
стоимость перевозки всех стоков	тыс.руб.	2,64

Итого:**7 504,64**

11.5 Расходы на реализацию решений по организации производственного экологического контроля и мониторинга

Ориентировочный расчет затрат на организацию производственного экологического мониторинга проведен согласно утвержденному прейскуранту цен аккредитованной лаборатории ООО «Мониторресурсы» и Гидрохимической лаборатории ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды», которые в настоящее время осуществляют лабораторные исследования на территории Байтуганского месторождения в рамках утвержденных «Программ по организации и ведению мониторинга ...» ООО «БайТекс».

Ориентировочные затраты на производственный экологический контроль и мониторинг на период эксплуатации составят 206 325,00 руб., на период строительства

Резерв

Подпись

Имя, № документа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС I

Лист

644

157 015,00 руб., в случае возникновения аварийной ситуации в период строительства 68 205,00, в случае аварии в период эксплуатации 228 041,25 руб.

11.6 Ущерб водным биологическим ресурсам при реализации намечаемой деятельности

Расчет ущерба водным биологическим ресурсам проведен Саратовским филиалом ФГБНУ «ВНИРО» («СаратовНИРО»), в составе отчета «Корректировка материалов по оценке воздействия на водные биоресурсы и среду их обитания по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», согласно «Методике определения негативного воздействия при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства, внедрении новых технологических процессов и осуществлении иной деятельности на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания и разработки мероприятий по устранению последствий негативного воздействия на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания, направленных на восстановление их нарушаемого состояния, утвержденной приказом Росрыболовства от 06.05.2020 № 238 (зарегистрировано в Минюсте России 05.03.2021 рег.№ 62667).

Проработка материалов проектной документации, данных по кормовой базе и ихтиофауне, возможных последствий воздействия планируемых работ ВБР с учетом фактора времени, действующих нормативных документов, позволили установить: прогнозируемый натуральный ущерб водным биоресурсам от производства планируемых работ составит по категориям ущерба:

- временный ущерб - 5,16 кг;
- постоянный ущерб (на срок 20 лет) – 0,10 кг.

Общая величина непредотвращаемого вреда, составит – 5,26 кг.

Согласно п. 31 Методики, если суммарная расчетная величина последствий негативного воздействия, ожидаемого в результате осуществления планируемой деятельности, незначительна (менее 10 кг в натуральном выражении), проведения мероприятий по восстановлению нарушаемого состояния водных биоресурсов и определение затрат для их проведения не требуется из-за экономической нецелесообразности, поскольку затраты для расчета, разработки, организации и проведения мероприятий превышают потери водных биоресурсов в денежном эквиваленте.

Заключение Федерального агентства по рыболовству (РОСРЫБОЛОВСТВО) от 20.09.2021 г. № У02-3196 о согласовании осуществления деятельности в рамках проектной документации «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» представлено в Приложении Е1 Раздела ОВОС2.2.

11.7 Расчет компенсационных выплат в результате вреда, причинённого охотничьим ресурсам и среде их обитания

Для строительства проектируемых объектов требуется изъятие земель во временное и постоянное пользование (период строительства, период эксплуатации). На подготовительном этапе строительства вырубки древесной растительности, не предусматривается, что не приведет к уничтожению среды обитания охотничьих ресурсов.

Для оценки негативного воздействия проектируемой хозяйственной деятельности на фауну рассматриваемой территории, настоящим разделом проведен расчет размера вреда, причинённого охотничьим ресурсам.

Расчет компенсационных выплат проведен на основании:

Изм. №	№	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
									645

- «Методики исчисления размера вреда, причинённого охотничьим ресурсам», утвержденной Приказом Минприроды России от 08.12.2011 года № 948,
- «Приказа Минприроды России от 25.11.2020 г. №965 «Об утверждении нормативов допустимого изъятия охотничьих ресурсов и нормативов численности охотничьих ресурсов в охотничьих угодьях;
- «Приказом Департамента охоты и рыболовства Самарской области от 05.04.2022 г. «Об утверждении норм допустимой добычи охотничьих ресурсов, в отношении которых не устанавливается лимит добычи, норм пропускной способности охотничьих угодий при проведении любительской и спортивной охоты на территории Самарской области, и о признании утратившим силу отдельных приказов департамента охоты и рыболовства Самарской области».

Размер вреда при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов в отношении одного вида на территории воздействия (суммарный вред, причинённый одному виду охотничьих ресурсов от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия) исчисляется как сумма вреда одному виду охотничьих ресурсов по каждой территории воздействия (территория необратимой трансформации, территория сильного воздействия, территория среднего воздействия и территория слабого воздействия) по формуле:

$$Y_{\text{сумм.1виду}} = Y_{\text{Н.Т.}} + Y_{\text{С.В.}} + Y_{\text{У.В.}} + Y_{\text{СЛ.В.}} \quad (11.1),$$

где: $Y_{\text{сумм. 1 виду}}$ - суммарный вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия, руб.;

$Y_{\text{Н.Т.}}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории необратимой трансформации, руб.,

$$Y_{\text{Н.Т.}} = (N_{\text{факт.}} + (N_{\text{факт.}} \cdot H_{\text{доп}} \cdot t)) \cdot T; \quad (11.2)$$

$Y_{\text{С.В.}}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории сильного воздействия, руб.,

$$Y_{\text{С.В.}} = (N_{\text{факт.}} + (N_{\text{факт.}} \cdot H_{\text{доп}} \cdot t)) \cdot T \cdot 0,75; \quad (11.3)$$

$Y_{\text{У.В.}}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории среднего воздействия, руб.

$$Y_{\text{У.В.}} = (N_{\text{факт.}} + (N_{\text{факт.}} \cdot H_{\text{доп}} \cdot t)) \cdot T \cdot 0,5 \quad (11.4)$$

$Y_{\text{СЛ.В.}}$ - вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории слабого воздействия, руб.;

$$Y_{\text{СЛ.В.}} = (N_{\text{факт.}} + (N_{\text{факт.}} \cdot H_{\text{доп}} \cdot t)) \cdot T \cdot 0,25, \quad (11.5)$$

$N_{\text{факт.}}$ - фактическая численность охотничьих ресурсов данного вида, обитающих (обитавших, в случаях когда не проводился расчет вреда от намечаемой хозяйственной и иной деятельности, представляющей экологическую опасность) на соответствующей территории воздействия, особей;

$H_{\text{доп.}}$ - норматив допустимого изъятия охотничьих ресурсов, в процентах; для видов, для которых норматив допустимого изъятия не определен, принимается равным 50% для птиц и 30% для млекопитающих).

T - такса для исчисления размера вреда, причинённого охотничьим ресурсам, руб.;

t - период воздействия, лет;

При бессрочном периоде воздействия применяется период воздействия продолжительностью 15 лет.

0,75 - пересчетный коэффициент для территории сильного воздействия;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС1	Лист
							646

0,5 - пересчетный коэффициент для территории среднего воздействия;
0,25 - пересчетный коэффициент для территории слабого воздействия.

Размер суммарного вреда охотничьим ресурсам при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов исчисляется как сумма вреда в отношении всех видов охотничьих ресурсов, которые обитают (обитали) на территории воздействия, по формуле:

$$Y_{\text{сумм}} = Y_{\text{сумм.1виду}} + Y_{\text{сумм.2виду}} + Y_{\text{сумм...nвиду}} \quad (11.6),$$

где: $Y_{\text{сумм}}$ - суммарный вред при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов;

$Y_{\text{сумм.1виду}}$, $Y_{\text{сумм.2виду}}$, $Y_{\text{сумм.nвиду}}$ - суммарный вред при нарушении или уничтожении среды обитания 1-го, 2-го, n-го вида охотничьего ресурса.

Сведения о численности и плотности охотничьих ресурсов охотничьего угодья «Камышлинское» и ОдОУ м.р. Клявлинский приняты согласно данным официального сайта департамента: www.dor.samregion.ru/category/deyatelnost/monitoring-i-reestry/gosydarstvennyj-monitoring, а также данным письма № ВГ-12/1031-исх от 19.01.2022 г. Министерства природных ресурсов и имущественных отношений Оренбургской области (см. приложение Ж 0261-01-ИЭИ2) Данные о численности и плотности охотничьих животных на 31.03.2022 г.

В расчет были приняты животные, для которых Приказом Минприроды России от 08.12.2011 г № 948 (в действ. редакции) установлены таксы для исчисления вреда.

Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру в период проведения строительных работ и период эксплуатации на территории охотничьего угодья «Камышлинское» представлены в таблице 11.11.

Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру в период проведения строительных работ и период эксплуатации на территории ОдОУ муниципального района Клявлинский Самарской области представлены в таблице 11.12.

Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру в период проведения строительных работ и период эксплуатации на территории ООО «Байтуган Сервис» Северного района Оренбургской области представлены в таблице 11.13.

Данные компенсационные выплаты включены в Главу 9 сводного сметного расчета «Прочие работы и затраты заказчика».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							647

Προσ. Νο. πινάκ.	Πρόδ. η. λήμμα	Ρεσ. η. η. Νο

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 11.11 - Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру в период проведения строительных работ на территории охотничьего угодья «Камышлинское»

[illegible]

0261-01-00-OBOCI

Изм. № подл.	Подп. и дата	Рез. или №
Изм.	Кол.уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

Таблица 11.12 - Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру в период проведения строительных работ на территории ОДОУ муниципального района Клявлинский Самарской области

Таблица 1112 - Расчет ущерба животному миру в период проведения охотничьих работ на территории ООПТ муниципального района «Самарская область»														
Виды охотничьих животных	Нфакт, особей/га	Такса (руб./особь) (приложение 1 к методике исчисления размера вреда, причиненного охотничьими ресурсам)	Площадь в постоянное пользование, га	Площадь территории сильного воздействия, га	Площадь территории среднего воздействия, га	Площадь территории слабого воздействия, га	Ндоп., доли ед. (Приложение 1 Приказа Минприроды России от 25 ноября 2020 г. N 965 "Об утверждении нормативов допустимого изъятия охотничьих ресурсов и нормативов численности охотничьих ресурсов в охотничьих угодьях")	1. период воздействия, лет (строительные работы)	1. период воздействия, лет (эксплуатации)	Вред, причиненный охотничьим ресурсам на территории необратимой трансформации, руб., Ун.т	Вред, причиненный охотничьим ресурсам на территории сильного воздействия, руб., Ус.в	Вред, причиненный охотничьим ресурсам на территории среднего воздействия, руб., Ус.в	Вред, причиненный охотничьим ресурсам на территории слабого воздействия, руб.	Суммарный вред, причиненный охотничьим ресурсам от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Лось	0.00050	80000					0.03			108.03	745.86	2486.20	2486.20	5826.29
Косуля сибирская	0.00158	40000					0.08			258.96	1183.36	3944.52	3944.52	9331.36
Кабан	0.00006	30000					0.20			13.41	34.04	113.46	113.46	274.37
Куница	0.00062	6000					0.10			17.32	69.77	232.56	232.56	552.21
Гуляк	0.00124	6000					0.30			76.21	141.84	472.81	472.81	1163.68
Тетерев	0.01676	2000	1.8625	24.80	124.0	248.0	0.30	0.08	15.0	343.37	639.06	2130.20	2130.20	5242.82
Заяц-русак	0.00090	1000					0.10			4.19	16.88	56.27	56.27	133.60
Заяц-беляк	0.00147	1000					0.10			6.84	27.57	91.90	91.90	218.21
Куропатка серая	0.02515	600					0.50			238.89	292.37	974.56	974.56	2480.39
Перепел обыкновенный	0.17890	200					0.30			366.52	682.15	2273.82	2273.82	5596.31
Лисица	0.00068	200					0.01			0.29	2.53	8.44	8.44	19.70
Суммарный вред при уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов, рублей														30838.94

0261-01-00-ОВОС1

Лист

649

Изм. № подл.	Подп. и дата	Рез. и №
Изм.	Кол.уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

Таблица 11.3 - Исходные данные и результаты расчета ущерба животному миру в период проведения строительных работ на территории Северный район Оренбургской области

Виды охотничьих животных	Нфакт, особей/га	Такса (руб/особь) (приложение 1 к Методике исключения размера вреда, причиненного охотничьим ресурсам)	Площадь в постоянное пользование, га	Площадь территории сильного воздействия, га	Площадь территории среднего воздействия, га	Площадь территории слабого воздействия, га	Ндоп. доп.ед. (Приложение 1 к Приказу Минприроды России от 25 ноября 2020 г. N 965 "Об утверждении нормативов допустимого изъятия охотничьих ресурсов и нормативов численности охотничьих ресурсов в охотничьих угодьях")	t, период воздействия, лет (строительные работы)	t, период воздействия, лет (период эксплуатации)	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории неоразработанных, руб., Унт	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории сильного воздействия, руб., Ус.в	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории среднего воздействия, руб., Ус.с	Вред, причиненный одному виду охотничьих ресурсов на территории слабого воздействия, руб.	Усумм. причиненный вред, руб. одному виду охотничьих ресурсов от хозяйственной и иной деятельности на территории воздействия, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Лось	0,00106	80000					0,03			229,01	32130,72	107102,40	107102,40	246564,53
Косуля сибирская	0,00312	40000					0,08			511,37	51217,92	170726,40	170726,40	393182,09
Кабан	0,00073	30000					0,20			163,16	10643,40	35478,00	35478,00	81762,56
Барсук	0,00131	12000					0,05			24,25	2912,76	9709,20	9709,20	22355,41
Куница	0,00062	6000					0,10			17,32	1673,66	5245,20	5245,20	12081,28
Глухарь	0,00000	6000					0,30	1,75	15,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тетерев	0,00922	2000				4800,0	0,30			188,89	10123,56	33746,20	33746,20	77802,86
Заяц-русак	0,00280	1000				2400,0	0,10			13,04	1184,40	3948,00	3948,00	9093,44
Заяц-беляк	0,00080	1000					0,10			3,73	338,40	1128,00	1128,00	2598,13
Куропатка серая	0,01511	600					0,50			143,53	6119,55	20398,50	20398,50	47080,08
Ондатра	0,00503	500					0,30			25,76	1380,74	4602,45	4602,45	10611,40
Лисица	0,00106	200					0,01			0,45	77,66	266,85	266,85	595,81
Суммарный вред при нарушении или уничтожении среды обитания охотничьих ресурсов, рублей														903707,57

0261-01-00-ОВОС1

Лист

650

12 РЕЗЮМЕ НЕТЕХНИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА

Настоящий проект ориентирован на минимизацию ущерба, наносимого окружающей среде, как при строительстве, так и при эксплуатации.

С целью оценки исходного состояния окружающей среды, антропогенного воздействия на окружающую среду и возможных изменений состояния окружающей среды при реализации планируемой хозяйственной деятельности были поставлены цели и решены следующие задачи:

- проведен общий анализ проектного решения планируемой хозяйственной деятельности;
- оценено современное состояние окружающей среды района планируемой деятельности, в том числе: природные условия и ресурсы района планируемой деятельности; существующий уровень антропогенного воздействия на окружающую среду в районе планируемой деятельности; природно-экологические условия района планируемой деятельности; оценены социально-экономические условия района планируемой деятельности;
- определены источники воздействия планируемой деятельности на окружающую среду;
- проанализированы предусмотренные мероприятия по предотвращению или снижению потенциальных неблагоприятных воздействий;
- дана оценка планируемой деятельности на окружающую среду, в том числе на атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, земельные ресурсы, почвы, растительный и животный мир, ООПТ и исторические памятники, а также оценка социально-экономических последствий реализации планируемой деятельности.

На основании проведенного анализа природных и социальных условий отмечено:

- источниками воздействия проектируемых производств является промышленные площадки подготовки нефти;
- проведенная оценка воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов по рекомендуемому варианту позволила выявить основные качественные и количественные характеристики воздействия на окружающую среду и предусмотреть необходимые природоохранные мероприятия;
- от реализации проектных намерений наиболее значимое локальное воздействие на экосистемы будет оказываться в процессе строительства сооружений. Оно будет обусловлено работой строительных машин и механизмов, завозом и складированием строительных материалов, работами по подготовке территории;
- в связи с отсутствием новых изымаемых земель, данным проектом предусматривается лишь техническая рекультивация;
- проектируемые объекты располагаются вне земель особо охраняемых территорий, историко-культурного наследия;
- рассмотрено влияние технологических процессов на загрязнение воздушного бассейна района размещения проектируемых объектов; определены источники воздействия на атмосферный воздух и степень их воздействия, с этой целью рассмотрены источники выбросов вредных веществ в атмосферу;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве носят кратковременный характер и не вызовут изменений фоновых концентраций;
- никаких воздействий проектных намерений строительного этапа на территорию населенных пунктов не ожидается в связи со значительной удаленностью селитебных мест от участков планируемого производства работ;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							651

- в соответствии с выполненным анализом проектных решений загрязнение атмосферы на период эксплуатации возможно за счет выбросов загрязняющих веществ:
 - а) от технологического оборудования площадок добывающих скважин 61 шт. и АГЗУ 14 шт;
 - б) от залповых выбросов от ремонта скважин и вентиляции АГЗУ.

• По санитарной классификации в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, проектируемые объекты Байтуганского месторождения являются источником воздействия на атмосферу и отнесены к III классу опасности с необходимым размером санитарно-защитной зоны 300 м.

Анализ проведенных расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферу показал, что превышения приземных концентраций для проектируемых объектов Байтуганского месторождения в пределах установленных СЗЗ.

- на границе жилой зоны расчетные приземные концентрации загрязняющих веществ на период строительства и эксплуатации проектируемых объектов не превышают ПДК;
- на основании анализа выполненного расчета можно сделать вывод, что принятые в проекте решения и мероприятия по охране воздушного бассейна являются достаточными;
- значительная удаленность проектируемых объектов от жилых построек не создаст опасности по шумовому воздействию на условия проживания населения и обеспечит шумовые характеристики на границе жилой зоны в пределах нормативных значений;
- проектируемое строительство (эксплуатацию) намечено вести за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков;
- образующиеся в процессе строительства и эксплуатации отходы производства и потребления собираются и вывозятся в установленном законодательством порядке. Принятая схема обращения с отходами удовлетворяет санитарным и экологическим требованиям по сбору и временному хранению отходов производства и потребления и практически исключает негативное воздействие на окружающую среду;
- необходимости в отселении коренного населения при размещении объекта и по другим причинам не возникнет;
- предполагается некоторое положительное влияние при строительстве на инфраструктуру рядом расположенных населенных пунктов – создание новых рабочих мест, реализация проектных решений может привести к увеличению занятости жителей близлежащих населенных пунктов;
- социально-экономическое развитие территорий, в том числе постоянное повышение уровня жизни населения, напрямую зависят от финансово-экономической стабильности и рентабельности предприятий территории. Разработка месторождения будет иметь положительное значение для социально-экономического развития района и области в целом;
- в целом анализ возможного воздействия предполагаемой хозяйственной деятельности на социальные условия позволяет предположить, что реализация проектных решений не окажет негативного влияния на социальную инфраструктуру и не нанесет ущерба здоровью местного населения и историческому и культурному наследию. Напротив, реализация проекта будет способствовать улучшению социально-экономических условий населения данного района;
- для устранения воздействие непосредственно на животный мир или через сохранение биотопов предусматривается экологическая регламентация работ специального назначения;

Изм. №	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							652

- угрозы здоровью населения в случае аварий на проектируемых объектах не возникнет, так как ближайшие населенные пункты значительно удалены, вероятность нахождения людей в месте аварии в сам момент её возникновения ничтожно мала;
- техногенное загрязнение компонентов окружающей среды будет компенсироваться природоохранными платежами;
- все мероприятия, предусмотренные данным проектом по снижению негативного воздействия на окружающую среду, будут способствовать улучшению экологических условий района местоположения автомобильной дороги;
- при безаварийной работе и соблюдении рекомендованных природоохранных мероприятий, а также при надлежащем и эффективном контроле, воздействие проектируемых работ на окружающую среду можно оценить как допустимое.

Таким образом, интегральная оценка влияния проектных намерений выявляет преимущественно локальный уровень воздействия на экосистемы со слабой степенью опасности объекта для окружающей среды. Большинство из существующих негативных воздействий на окружающую среду при реализации проектных решений будет смягчено или предотвращено. При реализации проектных решений по строительству, в соответствии с предоставленным проектом и строгим соблюдением технологического регламента, значимого воздействия на окружающую среду не ожидается, состояние природных компонентов существенно не изменится и останется в допустимых пределах.

Однако основное внимание в долгосрочной перспективе эксплуатации проектируемых сооружений должно быть уделено обеспечению безаварийности деятельности, поскольку именно авариями могут быть обусловлены значительные негативные экологические последствия.

Рез. инв. №

Подп. и дата

Изм. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

653

13 ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды», 2002 г. №7-ФЗ (в действ. редакции);
2. Федеральный закон РФ «Об охране атмосферного воздуха», от 04.05.1999 N 96-ФЗ (в действ. редакции)
3. Водный кодекс Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (в действ. редакции);
4. Федеральный закон РФ «Об отходах производства и потребления», от 24.06.1998 N 89-ФЗ (в действ. редакции);
5. Федеральный закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-І (в действ. редакции);
6. Федеральный Закон РФ «О животном мире», №52-ФЗ от 22.03.1995 г. (в действ. редакции);
7. Федеральный закон РФ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14 марта 1995 г., № 33-ФЗ (в действ. редакции);
8. Земельный кодекс РФ от 25.10.2001 №136-ФЗ (в действ. редакции);
9. Защита от шума в градостроительстве/Г.Л. Осипов, В.Е. Коробков, А.А. Климухин и др.; Под ред. Г.Л. Осипова. – М.: Стройиздат, 1993.-96 с.: ил. - (Справочник проектировщика).
10. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с изменением №1);
11. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБП). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением №1);
12. ГОСТ 12.1.007-76*. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями №1, 2);
13. ГОСТ 12.1.010-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с изменениями №1);
14. ГОСТ 17.4.3.02-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»;
15. ГОСТ 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения;
16. ГОСТ Р 56059-2014 «Производственный экологический мониторинг. Общие положения» (дата актуализации 01.01.2019 г);
17. ГОСТ Р 56063-2014 «Производственный экологический мониторинг. Требования к программам производственного экологического мониторинга»;
18. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух (10 издание), датаактуализации 01.01.2021 г;
19. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами (утв. Роскомземом 10 ноября 1993 г. и Минприроды РФ 18 ноября 1993 г.);
20. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" (в действ. редакции)
21. Постановление Правительства РФ от 03.03.2018 г № 222 «Об утверждении Правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» (с изм. и доп. от 21.12.2018 г.);
22. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 г. № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель» (с изм. и доп. от 07.08.2019 г.);
23. Постановление Правительства РФ от 13.09.16 №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» (в ред. от 24.01.2020).

Решение №	20. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" (в действ. редакции) 21. Постановление Правительства РФ от 03.03.2018 г № 222 «Об утверждении Правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» (с изм. и доп. от 21.12.2018 г.); 22. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 г. № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель» (с изм. и доп. от 07.08.2019 г.); 23. Постановление Правительства РФ от 13.09.16 №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» (в ред. от 24.01.2020).						
Подп. и дата							
Име. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-00-ОВОС I	Лист
							654

24. Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 г № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» (с изм. и доп. от 17.08.2020 г.);
25. Постановлением правительства РФ от 01.03.2022 №274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду"
26. Постановлением правительства РФ от 31.12.2020 г №2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»;
27. Постановление Правительства РФ от 13 августа 1996 г. N 997 г. Москва «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи (с изменением от 13 марта 2008 г);
28. Приказ Росприроднадзора от 13 октября 2015 года № 810 «Об утверждении Перечня среднестатистических значений для компонентного состава и условия образования некоторых отходов, включенных в федеральный классификационный каталог отходов»;
29. Приказ Министерства сельского хозяйства РФ от 13.12.2016. №552 «Об утверждении нормативов качества воды и водных объектов рыб хозяйственного значения, в том числе нормативов предельно-допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения» (с изм. на 10.03.2020 г.);
30. Приказ Минприроды России от 28.01.2021 г. № 59 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причинённого атмосферному воздуху как компоненту окружающей среды»;
31. Приказ Минприроды России от 11.08.2020 г № 581 «Об утверждении Методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
32. Приказ Минприроды России от 31.07.2018 г. № 341 «Об утверждении Порядка формирования и ведения перечня методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками» (с изм.22.04.2021 г);
33. Приказ Минприроды России от 28.11.2019 №811 «Об утверждении требований к мероприятиям по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в периоды НМУ»;
34. РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. 2002 г.
35. РД 52.04.52-85. Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. Госкомгидромет СССР, 1987;
36. РД 52.04.253–90. Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте.
37. РДС 82-202-96 Правила разработки и применения нормативов трудно устранимых потерь и отходов материалов в строительстве;
38. Распоряжение Правительства РФ от 31.12.2008 г. № 2055-р «Об утверждении перечня особо охраняемых природных территорий федерального значения, находящихся в ведении Минприроды России»;
39. Распоряжение Правительства РФ от 14.12.2020 г. № 35-р «Об утверждении перечня особо охраняемых природных территорий федерального значения, находящихся в ведении Минприроды России»;
40. СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации

Резерв

Подпись

Имя, №, дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

655

производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемиологических (профилактических) мероприятий»;

41. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;

42. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. М: Минздрав России, 2003 (с изм. от 28.02.2022 г.);

43. СанПиН 2.6.1.2800-10. Гигиенические требования по ограничению облучения населения за счет источников ионизирующего излучения;

44. СанПиН 2.6.1.993-00. Гигиенические требования к обеспечению радиационной безопасности при заготовке и реализации металлолома (с изменениями на 14 июля 2009 г);

45. СП 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности (НРБ – 99/2009);

46. СП 2.6.1.2612-10. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010), с изменениями на 16 сентября 2013 года;

47. СП 51.13330.2011 «Защита от шума» (Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением № 1).

48. Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе» (утв. с Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ №273 от 06.06.2017 г.);

49. Методика исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды от 08.07.2010 г. № 238 (с изм. на 11.07.2018 г.);

50. Методика расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов, (Утв. Приказом ГосКомитета РФ по ООС № 90 от 05.03.1997);

51. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных покрытий. НИИ Атмосфера, 2015 год;

52. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий. М., 1998;

53. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), 1998;

54. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей). С-Пб., 2015;

55. Методика расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год;

56. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (утв. Приказом Минприроды от 11.08.2020 г. №581).

Рег. инв. №

Подп. и дата

Изм. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-00-ОВОС1

Лист

656

Таблица регистрации изменений

[illegible]

Μπο Νό νολη	Πολη η λανη	Βσαν ηηη Νό

						0261-01-00-ОВОС I	Лист
							657
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		