

**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-ОВОС1

Изм.	№ Док.	Подп.	Дата

**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 – ОВОС1

Технический директор
ООО «ОренбургНИПИнефть»

Березовский Р.А.

Главный инженер проекта

Тюшевский Д.В.



2021

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № 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.

Взам. инв. №										
	Подп. и дата									
Инв. № подл.							0261-01-ОВОС			
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
	Разраб.		Байтлеув			12.18	Оценка воздействия на окружающую среду	Стадия	Лист	Листов
								П	СС.1	
	Н. Контр.		Новикова			12.18	ООО «ОренбургНИПИнефть»			
	ГИП		Тюшевский			12.18				

Содержание

1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	5
1.1	Сведения о заказчике планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	5
1.2	Наименование планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности и планируемое место ее реализации	5
1.3	Цель и необходимость реализации планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	9
1.4	Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности, включая альтернативные варианты.....	9
1.5	Техническое задание	9
2	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВИДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТАМ.....	12
3	ОПИСАНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРАЯ МОЖЕТ БЫТЬ ЗАТРОНУТА ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ (ПО АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТАМ).....	13
3.1	Атмосфера и загрязненность атмосферного воздуха.....	13
3.2	Оценка существующего состояния поверхностных и подземных водных объектов.....	18
3.3	Оценка существующего состояния территории и геологической среды.....	30
3.4	Радиационная обстановка	58
3.5	Характеристика растительности и животного мира	70
3.6	Оценка расположения проектируемого объекта относительно территорий с особым режимом пользования.....	73
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 ПО РАССМОТРЕННЫМ АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТАМ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ..	81
4.1	Характеристика проектируемого объекта.....	81
4.2	Оценка воздействия объекта на атмосферный воздух	84
4.3	Оценка шумового воздействия объекта на окружающую среду	152
4.4	Оценка воздействия вибрации проектируемых объектов в период эксплуатации и строительства	160
4.5	Оценка воздействия электромагнитных полей.....	161
4.6	Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы.....	162
4.7	Оценка воздействия объекта на поверхностные воды	165
4.8	Оценка воздействия отходов промышленного объекта на состояние окружающей среды	178
4.9	Оценка воздействия промышленного объекта на растительный и животный мир	187
4.10	Оценка воздействия на ООПТ, исторические и археологические памятники в зоне воздействия проектируемых объектов	189

Взам. инв. №							0261-01-ОВОС		
Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Пояснительная записка		
	Разраб.		Байтлеув			12.18			
Инв. № подл.	Провер.		Новикова			12.18	П	1	218
	Н. Контр.		Новикова			12.18	ООО		
	ГИП		Тюшевский			12.18	«ОренбургНИПИнефть»		

4.11 Оценка воздействия на социальные условия и здоровье населения 189

4.12 Оценка воздействия промышленного объекта при аварийных ситуациях 192

4.13 Общая характеристика воздействия промышленного объекта на окружающую среду
207

5 МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И/ИЛИ СНИЖЕНИЮ ВОЗМОЖНОГО
НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 211

5.1 Общие меры по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов загрязняющих
веществ в окружающую среду 211

5.2 Мероприятия по регулированию выбросов загрязняющих веществ при
неблагоприятных метеоусловиях (НМУ) 211

5.3 Специальные меры по снижению негативного воздействия в пределах II и III поясов
ЗСО подземного водозабора 212

5.4 План ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов 213

5.5 Меры по охране поверхности и подземных вод от загрязнения и истощения 215

5.6 Специальные меры по снижению негативного воздействия проектных работ в
пределах водоохранной зоны реки Мокрый Якшигул 216

6 СВЕДЕНИЯ О ПРИМЕНЕНИИ НТД НА ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ 220

7 РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НОРМАТИВОВ, НА ОСНОВЕ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, НЕ ПРЕВЫШАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ НТД, УСТАНОВЛЕННЫХ НОРМАТИВНЫМИ ДОКУМЕНТАМИ В
ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ИТС ПО НДТ 222

8 ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В
ОПРЕДЕЛЕНИИ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 226

9 КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ПРОГРАММ МОНИТОРИНГА И ПОСЛЕПРОЕКТНОГО
АНАЛИЗА 228

10 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВАРИАНТА НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И
ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИЗ ВСЕХ РАССМОТРЕННЫХ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ
ВАРИАНТОВ 235

11 МАТЕРИАЛЫ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ, ПРОВОДИМЫХ ПРИ
ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПОДГОТОВКЕ МАТЕРИАЛОВ ПО ОЦЕНКЕ
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И
ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 236

11.1 Порядок проведения общественного обсуждения 239

11.2 Способ информирования общественности о месте, времени и форме проведения
общественного обсуждения 244

11.2.1 Информирование и участие общественности на этапе уведомления составления
Технического задания на проведение ОВОС 244

11.2.2 Информирование и участие общественности на этапе проведения исследований и
подготовки предварительного варианта материалов ОВОС 247

11.3 Список участников общественного обсуждения с указанием их фамилий, имен,
отчеств и названий организаций (если они представляли организации), а также – адресов и
телефонов этих организаций или самих участников обсуждения 250

- Список участников слушаний 250

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 2
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-----------

11.4 Вопросы, рассмотренные участниками обсуждений; тезисы выступлений, в случае их представления участниками обсуждения; протоколы проведения общественных слушаний (если таковые проводились).....251

- Вопросы на этапе обсуждения ТЗ на ОВОС251
- Вопросы на этапе обсуждения предварительных материалов на ОВОС253

11.5 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.....256

- Замечания и предложения, поступившие от заинтересованных сторон в ходе слушаний256
- Замечания и предложения, поступившие от заинтересованных сторон в процессе проведения общественных обсуждений.....259

11.6 Выводы по результатам общественного обсуждения относительно экологических аспектов намечаемой хозяйственной и иной деятельности.262

- По результатам общественных обсуждений проекта ТЗ на проведение ОВОС262
- По результатам общественных обсуждений предварительных материалов ОВОС.....262

11.7 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.....263

11.8 Списки рассылки соответствующей информации, направляемой общественности на всех этапах оценки воздействия на окружающую среду.....263

12 РЕЗЮМЕ НЕТЕХНИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА265

13 ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ267

Таблица регистрации изменений274

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									2	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	

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

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 №С14EWVYA от 2018-09-13 дожимная насосная станция – Клявлинский район, №СКОFXMYQ от 2018-10-29 нефтепромысел Клявлинский район, №С14EWVYI 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

Взам. инв. №							<i>0261-01-ОВОС</i>	Лист 4
Подп. и дата							<i>0261-01-ОВОС</i>	Лист 4
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист 4	

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.

Поселок Северное расположен в 12 км к востоку, а районный центр Клявлино Самарской области – в 26 км к северо-западу от Байтуганского месторождения. На площади месторождения (в западной части) расположено небольшое село Березовая поляна. В северо-западной части (на границе контура месторождения) расположено село Ерилкино. В юго-западной части (на границе контура месторождения) расположено небольшое село Красный Яр.

Населенные пункты и объекты Байтуганского нефтяного месторождения связаны между собой дорогами с гравийно-щебеночным и асфальтированным покрытием, функционирует исторически сложившаяся сеть проселочных, полевых и лесных дорог, доступных для автотранспорта лишь в теплое время года. В 4,8 км к югу от Байтуганского месторождения проложена федеральная автодорога М-5 «Урал» (Москва-Самара-Уфа-Челябинск), в 5 км западнее до Бугуруслана через Северное проложена асфальтированная дорога протяженностью 70 км.

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. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

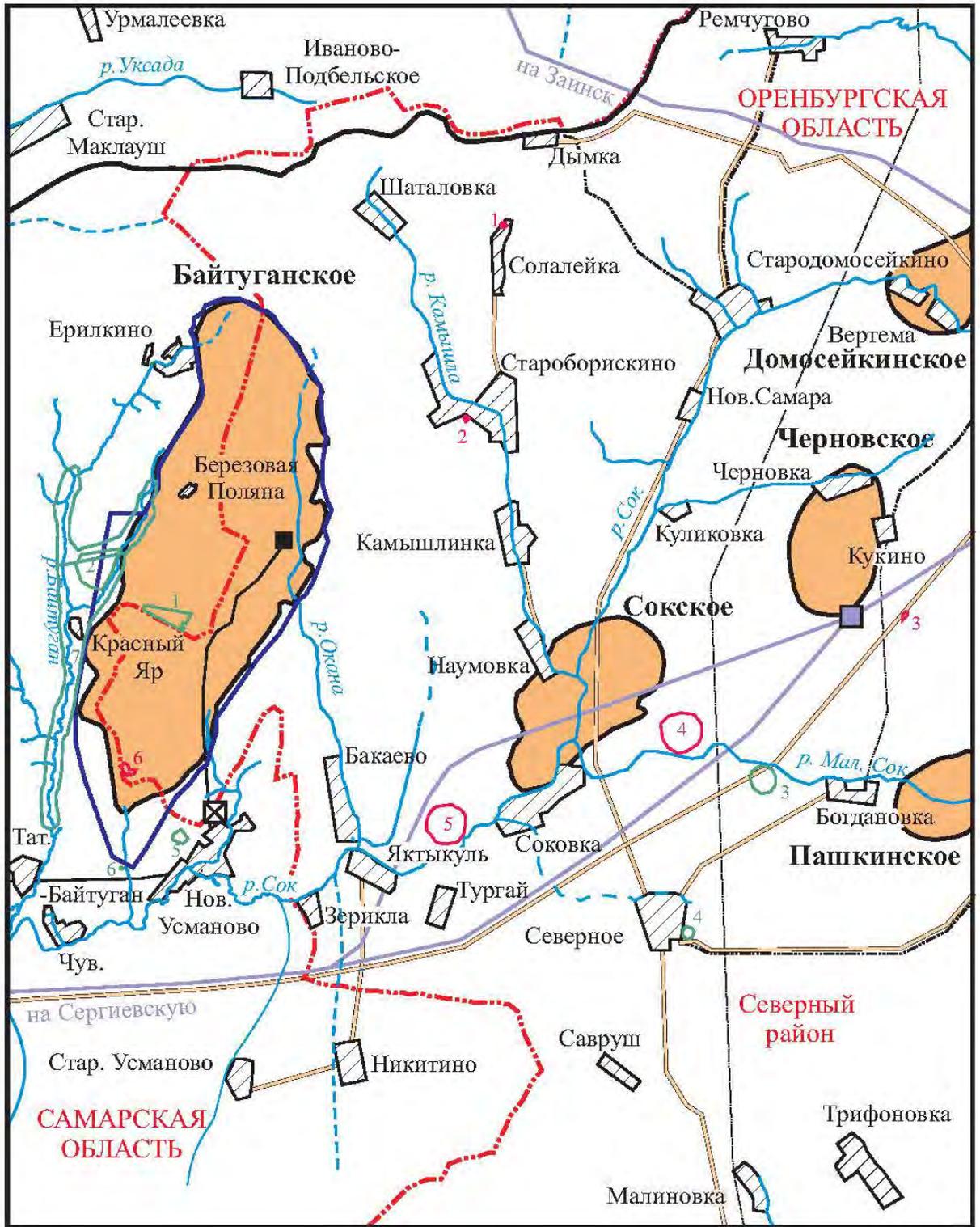


Рис.1 Обзорная карта района Байтуганского месторождения

Масштаб 1:200000

Условные обозначения см. на следующей стр.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

6

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0261-01-ОВОС	Лист
								7
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Осуществление процесса добычи нефти и газа на Байтуганском месторождении.

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

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 выкидных и нефтегазборных 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. Поэтому альтернативные варианты реализации решений по обустройству девятой очереди обустройства Байтуганского месторождения отсутствовали. «Нулевой вариант», предполагающий отказ от намечаемой деятельности не рассматривался, так как в обустройство месторождения предусмотрено технологической схемой разработки Байтуганского месторождения

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.

Основные источники данных для проведения оценки воздействия на окружающую среду по проекту предусматриваются:

- 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,

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									8
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

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:
 - от УЗ№3(ДНС-2) до УЗ-5 – 2 линии;
 - от УЗ№5 до УПН;
- 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 УЗ-35;
 - АГЗУ №11 до УЗ №35;
 - АГЗУ №11 до УЗ №62;
 - АГЗУ №12 до УЗ №63;
 - АГЗУ №17 до УЗ №64;
 - АГЗУ №15 до УЗ №65;
 - АГЗУ №14 до УЗ №22(а);
 - АГЗУ-27(УЗ№53) до УЗ№67;
 - АГЗУ№43 до УЗ№64;
 - АГЗУ№13Б до УЗ№5;
 - АГЗУ№13Б до УЗ№6;
 - АГЗУ№37 до УЗ №66;
 - АГЗУ№14А до УЗ №73;
 - АГЗУ№14А до УЗ №25;
 - АГЗУ№18А до УЗ№9;
 - АГЗУ№18А до УЗ№9(2-я линия);
 - АГЗУ№40 до УЗ№68;
 - АГЗУ№40 до УЗ№55;
 - АГЗУ №41 до УЗ №10;
 - АГЗУ №41 до УЗ №9;
 - АГЗУ №39 до УЗ №28;
 - АГЗУ №39 до УЗ №72;
 - АГЗУ №42 до УЗ№9;
 - АГЗУ №42 до УЗ№9 (2-я линия);
 - АГЗУ №10А до УЗ№3;
 - АГЗУ №10А до УЗ№3(2-я линия);
 - АГЗУ №47 до УЗ №23;
 - АГЗУ №47 до УЗ №74;
 - АГЗУ№50 до АГЗУ-18;
 - АГЗУ№50 до АГЗУ-13;
 - АГЗУ№49 до УЗ№3;
 - АГЗУ№49 до УЗ№6;
 - АГЗУ-27А до УЗ№52;
 - АГЗУ-27А до УЗ№15;
 - АГЗУ№27(УЗ№53) до УЗ№52;
 - УЗ№52-УЗ№78;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

УЗ№9 до УЗ№5;
 УЗ№6 до УЗ№8;
 АГЗУ №22 до ДНС-2;
 АГЗУ №22 до УЗ №45;
 АГЗУ №20 до УЗ №47;
 АГЗУ №20 до УЗ №47(А);
 АГЗУ №20А до УЗ №48(Б);
 АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) (2-я линия);
 АГЗУ №33 до УЗ №73;
 АГЗУ №33 до УЗ №25;
 АГЗУ-11 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств;
 УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств;
 УЗ №35 до площадки камеры пуска очистных устройств;
 УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств;

- Предусмотреть строительство трубопроводов от следующих скважин:
 от скв.1707,1709,447 до АГЗУ-42;
 от скв.518до 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.1082,1088,1093,1686,1693ндо 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.
- Предусмотреть замену входной гребенки У-1 на территории УПН Байтуганского месторождения на ГР-1.

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.

Взам. инв. №							<i>0261-01-ОВОС</i>	Лист
								10
Подп. и дата							<i>0261-01-ОВОС</i>	Лист
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<i>0261-01-ОВОС</i>	Лист

2 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВИДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТАМ

При реализации альтернативного варианта 1 на основе анализов технологических процессов можно сделать следующие выводы:

- основными видами воздействия будут являться процессы образования отходов, сбросы и выбросы загрязняющих веществ;
- в результате поступления загрязняющих веществ в окружающую среду потенциальному воздействию может подвергаться атмосферный воздух, гидросфера, подземные воды, почва.

Поскольку другие альтернативные варианты намечаемой хозяйственной деятельности не могут быть реализованы по причине несоответствия требованиям производственной необходимости, то проведение оценки их воздействия на окружающую среду представляется обосновательным.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							<i>0261-01-ОВОС</i>	<i>Лист</i>
			11							
<i>Изм.</i>	<i>Код.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>					

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

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.

3.1 Атмосфера и загрязненность атмосферного воздуха

3.1.1 Климатическая характеристика

При описании климатических условий использовались данные многолетних наблюдений метеостанций «Клявлино» и «Бугуруслан» и Научно-прикладного справочника по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Л.: Гидрометеиздат, 1988 г.

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.

Климатические характеристики МС «Бугуруслан» (№28806) по многолетним данным (используемый период наблюдений 1966-2016 гг.)

1. Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С:

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
-13,0	-12,7	-6,0	5,5	14,2	18,6	20,2	18,2	12,2	4,3	-3,5	-9,8	4,0

2. Абсолютный максимум температуры воздуха: +39,7°С, июль

3. Абсолютный минимум температуры воздуха: -45,0°С, январь

4. Даты перехода среднесуточной температуры воздуха через значение температуры -10°С, -5 °С, 0°С, +5°С, +10°С (начало, конец):

	Начало	Конец
-10°С	11.12	24.02
-5 °С	29.11	16.03
0°С	02.04	05.11
+5°С	15.04	16.10
+10°С	28.04	27.09

Взам. инв. №							0261-01-ОВОС	Лист
Подп. и дата	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Инв. № подл.								

24. Величина поправочной коэффициента, учитывающего влияние рельефа местности на рассеивание примесей: 1

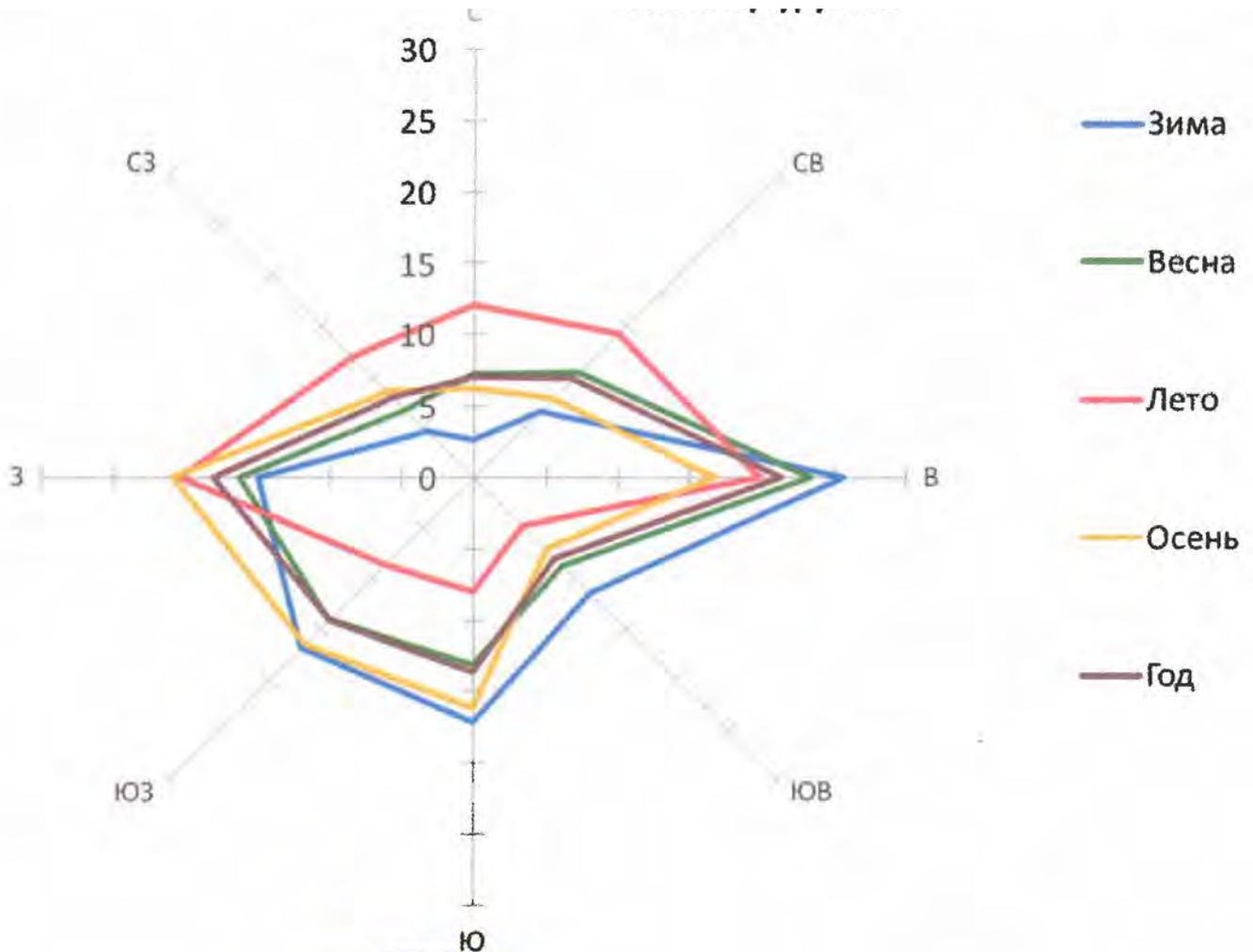


Рис. 2. Повторяемость направлений ветра (%) по сезонам и в среднем за год (МС Бугуруслан)

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

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

По агроклиматическим ресурсам рассматриваемая территория относится к I зоне увлажнённости – незначительно засушливая (гидротермический коэффициент 0,8); с точки зрения тепло обеспеченности – тёплая зона.

Письмо №09-07-07/113 от 22.05.2014г. и письмо №02-01/4852 от 16.12.2018г. ФГБУ «Приволжское УГМС» Гидрометеорологический центр (ГМЦ) представлено в приложении E том 8.2 книга 2 0225-01-ООС.

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.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							14
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							14

3.1.2 Оценка состояния 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» № 10-02-49/1454 от 19.10.18 г. по населенному пункту Берёзовая Поляна Камышлинского района; № 05-01/1828 и 05-01-/1827 от 03.06.14г. Староборискино Северного района; №05-01/1825 и №05-01/1824 от 03.06.14г по населенному пункту Бакаево Северного района Оренбургской области и №10-02-49/1773 от 29.12.18г. по населённому пункту Новое Усманово Камышлинского района Самарской области приведены в таблице 3.1. Письма по фоновым концентрациям загрязняющих веществ представлены в *приложении В*.

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

Таблица 3.1 - **Фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе**

	Значение концентраций, мг/м ³			
	Новое Усманово Камышлинского района Самарской области	Староборискино Северного района Оренбургской области	Бакаево Северного района Оренбургской области	Березовая Поляна Клявлинского района Оренбургской области
	декабрь 2018	июнь 2014	июнь 2014	октябрь 2018
Диоксид серы	0,010	0,008	0,006	0,008
Оксид углерода	0,8	1,9	1,6	0,8
Диоксид азота	0,016	0,04	0,04	0,013
Оксид азота	0,007	0,018	0,014	0,008
Сероводород	0,001	0,002	0,002	0,001
Смесь углеводородов предельных (C ₁ – C ₅)		1,80	1,56	1,80
Смесь углеводородов предельных (C ₆ – C ₁₀)		0,67	0,58	
Смесь углеводородов предельных (C ₁ – C ₁₀)	0,9			1,0

В с. *Новое Усманово* содержание в атмосферном воздухе диоксида серы – 0,02 долей ПДК. Концентрация оксида углерода составляет 0,16 ПДК. Содержание диоксида азота 0,08 ПДК. По содержанию оксидов азота 0,018 ПДК. Содержание сероводорода – 0,13 ПДК. По содержанию углеводородов превышения ПДК не обнаружено.

В с. *Староборискино* содержание в атмосферном воздухе диоксида серы – 0,016 ПДК. Концентрация оксида углерода – 0,38 ПДК. Содержание диоксида азота составляет – 0,02 ПДК. Концентрация оксида азота – 0,045 ПДК. Содержание сероводорода – 0,25 ПДК. По содержанию углеводородов превышения ПДК не обнаружено.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Иств. № подл.							Лист
									15
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

В с. Бакаево содержание в атмосферном воздухе диоксида серы – 0,012 ПДК. Концентрация оксида углерода – 0,32 ПДК, также снизилось и содержание диоксида азота – 0,20 ПДК, оксида азота – 0,04 ПДК, сероводорода – 0,25 ПДК. По содержанию углеводородов превышения ПДК не обнаружено.

В с. Березовая Поляна содержание в атмосферном воздухе диоксида серы – 0,016 ПДК. Концентрация оксида углерода – 0,16 ПДК. Содержание диоксида азота снизилось – 0,065 ПДК. Концентрация оксида азота – 0,02 ПДК. Содержание сероводорода – 0,125 ПДК. По содержанию углеводородов превышения ПДК не обнаружено.

На территории Байтуганского месторождения существует система ведомственного контроля состояния атмосферного воздуха. Отбор и анализ проб атмосферного воздуха в 2017-2018 году осуществляется сотрудниками гидрохимической лаборатории ООО «Центр 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 131.13330.2012 «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 градациям 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).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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.

3.2 Оценка существующего состояния поверхностных и подземных водных объектов

3.2.1 Оценка существующего состояния поверхностных вод

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.

Река Сок - левый приток первого порядка реки Волга берет свое начало на Бугульминском плато, впадает в Саратовское водохранилище в северной части города Самары. Протекает в 1,5 км южнее месторождения с востока на запад и представлена своим верхним течением. Общая длина реки составляет 363 км, площадь водосбора 11 700 км². Ширина долины изменяется от 0,3 до 4-6 км, в районе месторождения – до 2 км. Пойма реки Сок двухсторонняя, ширина ее изменяется от 100 до 700 м. Ширина русла реки Сок в районе Байтуганского месторождения в межень составляет 12-15 м, глубина реки 1,0-1,5 м. Скорость течения в межень 0,4-0,5 м/с. По многолетним наблюдениям расход 18,6 м³/с. Расход 95 % обеспеченности за период летне-осенней межени равен 2,8 м³/с. Модуль подземного стока 95 % обеспеченности – 0,59 л/с*км².

Река Байтуган – правобережный приток р. Сок, берет начало в северо-восточной части Байтуганского месторождения у села Ерилкино и протекает вдоль западной границы, приближаясь в ней до 200 м и удаляясь от нее до 2 км. Проектируемые объекты удалены от реки Байтуган более, чем на 500 м. В реку Сок впадает на 310 км от устья у северной окраины села Русский Байтуган. Длина реки 22 км, площадь водосбора 140 км². Ширина реки составляет 0,5 м в верховье, и до 15 м в низовье. Пойма двухсторонняя, шириной 100-300 м. Русло реки слабоизвилистое, шириной 3-5 м, местами расширения до 10-15 м. Скорость течения реки в межень 0,3 м/с. Температура воды — 10,8—14,6 °С. Река принимает 10 притоков длиной менее 10 км.

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									17
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

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.

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 Мокрый Якшигул - правый приток второго порядка реки Сок, впадает в неё на 317 км от устья у н.п. Новое Усманово. Берёт начало в юго-восточной части и протекает около 2,2 км по восточной границе южной половины Байтуганского месторождения. Длина водотока составляет 9,7 км, площадь водосбора 24,3 км². Русло реки слабоизвилистое, песчано-каменистое, шириной от 0,5 до 5 м. Берега крутые, высотой 1,0-2,5 м, поросшие луговой растительностью и кустарником. Скорость течения в межень до 0,1 м/с. В межень река пересыхает, русло зарастает. На реке сооружаются временные земляные плотины, размываемые в половодье, для хозяйственных нужд.

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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 3.2 - Величина водоохранных зон и прибрежных защитных полос

Название водотока	Длина водотока от истока в районе работ, км	Ширина водоохранной зоны, м	Ширина прибрежных защитных полос, м
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Река Сок	40-51	200	100
Река Байтуган	22	100	50
Река Мокрый Якшигул	6,2	50	30-50
Ручей Кибит	3,0	50	35
Ручей Кармалка	6,0	50	35

Ширина береговой полосы реки Мокрый Якшигул составляет 5 м (п. 6 ст. 6 Водного кодекса).

Проектируемые нефтесборные нефтепроводы затрагивают водоохранную зону и прибрежную защитную полосу реки Мокрый Якшигул, ручей без названия и реки Окана.

В разделе охраны окружающей среды были разработаны мероприятия по охране ВОЗ и прибрежной полосы. Также был произведен расчет ущерба водным ресурсам, результаты которого представлены в приложениях книги 2 0261-01-ООС.

С целью оценки состояния поверхностных вод дополнительно в районе изысканий при разработке проекта 0261 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» в июне 2021 года, Испытательной лабораторией ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий» (Аттестат аккредитации RA.RU.21ЭМ91 внесен в реестр сведений об аккредитованном лице 04.09.2015), провело отбор и анализ проб из поверхностных водотоков, наиболее близкорасположенных к проектируемым сооружениям, как к местам потенциально подверженным загрязнению в следующих точках:

- р. Мокрый Якшигул (54°8'44.833''; 52°20'43,653'');
- р. Окана (54°11'6.507''; 52°22'47,391'');

Точки отбора проб воды из поверхностного источника показана на карте современного экологического состояния района изысканий (масштаб 1:25 000), представленной в графической части отчета.

Отбор и лабораторные исследования поверхностных вод проводились аккредитованной лабораторией ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий».

Количественный химический анализ поверхностных вод выполнен сотрудниками ООО «Лаборатория «ЦСТ»» (аттестат аккредитации представлен в приложении Программы на инженерно-экологические изыскания). Результаты количественного химического анализа поверхностных вод сведены в таблице 3.3.

Копии протоколов исследований поверхностного водоема представлены в приложении Н.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 3.3 - Результаты анализов поверхностных вод на Байтуганском месторождении

№№ п/п	Параметры	Норматив ПДК		Количественные показатели	
		СанПиН 1.2.3685- 21	Приказ №552 от 13.12.16г.	10.06.2021г.	
				<i>р. Мокрый Якигул т.1</i>	<i>р. Окана т.2</i>
1.	рН	6-9	6-9	7,69±0,2	7,89±0,2
2.	Запах, балл 20°С	2		2	3
3.	Запах, балл 60°С			3	5
4.	Привкус, балл	-	-	3	4
5.	Цветность, градус	20	30	43,1±8,6	39,9±8,0
6.	Сухой остаток, мг/дм ³	1000-1500	1000	496,0±44,6	484,0±43,6
7.	Перманганатная окисляемость, мг/дм ³	5-7		0,88±0,18	1,08±0,22
8.	Жесткость общая, °Ж	7-10		9,0±0,8	8,9±0,8
9.	БПК ₅ , мгО ₂ /дм ³	4	2,1	2,0±0,28	1,97±0,28
10.	ХПК, мгО ₂ /дм ³	30	-	5,7±1,7	7,62±2,29
11.	Растворенный кислород, мг/дм ³	4	4-6	9,74±0,24	10,22±0,26
12.	Аммиак и аммоний ион, мг/дм ³	1,5/2	0,5	менее 0,5	менее 0,5
13.	Нитрат-анион, мг/дм ³	45	40	1,38±0,22	1,19±0,19
14.	Нитрит-анион, мг/дм ³	3,3	0,08	менее 0,2	менее 0,2
15.	Сульфат-анион, мг/дм ³	500	100	49,6±5,0	52,44±5,24
16.	Хлорид-анион, мг/дм ³	350	300	95,6±9,6	97,5±9,8
17.	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,1	0,05	0,038±0,013	0,022±0,008
18.	Поверхностно-активные вещества анионные (АПАВ) мг/дм ³		0,1	менее 0,01	менее 0,01
19.	Фенолы (общие), мг/дм ³	0,001	0,001	менее 0,0005	менее 0,0005
20.	Железо общее, мг/дм ³	0,3	0,1	0,13±0,03	0,14±0,03
21.	Марганец, мг/дм ³	0,1	0,01	менее 0,005	менее 0,005
22.	Калий, мг/дм ³	30	50	1,13±0,23	1,09±0,22
23.	Кальций, мг/дм ³		180	102,0±10,2	98,4±9,8
24.	Натрий, мг/дм ³	200	120	13,8±1,4	12,44±1,24
25.	Магний, мг/дм ³	50	40	48,0±4,8	46,8±4,7
26.	Свинец, мг/дм ³	0,01	0,006	менее 0,0002	менее 0,0002
27.	Ртуть, мг/дм ³	0,0005	0,00001	менее 0,00004	менее 0,00004
28.	Массовая концентрация гидрокарбонатов, мг/дм ³			310,7	259,9
29.	Массовая			менее 6,0	менее 6,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

20

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

	концентрация карбонатов, мг/дм ³				
30.	Взвешенные вещества, мг/дм ³		10	114,0±11,4	176,0±17,6
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
33.	Никель, мг/дм ³	0,02	0,01	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 3.4.

Таблица 3.4 - Расчет комбинаторного индекса загрязненности воды реки Мокрый Якшигул около с. Новое Усманово

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
БПК ₅	1	-	-	-	-	-	-	-
pH	1	-	-	-	-	-	-	-
Cl ⁻	1	-	-	-	-	-	-	-
SO ₄ ²⁻	1	-	-	-	-	-	-	-
Fe _{общ}	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	-	-	-	-	-	-	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

21

3.2.2 Оценка существующего состояния подземных вод

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.

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 нижеказанских отложений.

Зона замедленного водообмена охватывает водоносные комплексы уфимских и сакмаро-артинских отложений, имеет мощность до 250 м, прослеживается до глубины порядка 400 м.

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

- 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}.

Исходя из гидрогеологической характеристики территории, можно сделать следующие выводы:

- Подземные воды водоносного верхнелепестово-голоценовый аллювиальный горизонта в аллювиальных отложениях используются для индивидуального хозяйственно-питьевого водоснабжения в селах.

- 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.

- Воды уфимских отложений эксплуатируются совместно с нижеказанским водоносным комплексом.

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

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

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.

Подробная характеристика гидрогеологических подразделений приведена в разделе 4.2, отчета 0261-01-ООС.

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							0261-01-ОВОС
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

В декабре 2018 года, в рамках инженерно-экологических изысканий к настоящему проекту, для оценки состояния подземных вод в районе намечаемой деятельности были проведены исследования проб воды с привлечением испытательной лаборатории ООО «Лаборатория «Центра социальных технологий» (Аттестат аккредитации № RA.RU.21ЭМ91 от 23.09.2015 г.).

По договору с ООО «ОренбургНИПИнефть» были исследованы подземные воды из скважины в с. Новое Усманово Самарской области. Результаты химических анализов представлены в таблице 3.6.

Вода в скважине с. Новое Усманово цветность воды 4,43°, что ниже ПДК=20° (по СанПиН 2.1.4.1175-02) и соответствует 0,22ПДК.

Вода средне минерализованная с минерализацией (по сухому остатку) - 384 мг/дм³, что составляет 0,4ПДК (по СанПиН 2.1.4.1175-02). Вода средней жесткости со значением общей жесткости 5,0 мг-экв/л (при ПДК=7), что соответствует 0,7 ПДК.

Содержание сульфатов (SO_4^{2-}) в пробе воды не превышает допустимых норм и составляет 43,35 мг/л (0,09ПДК). Содержание хлоридов в пробе составляет 63,14 мг/л (0,18ПДК).

Биологическое потребление кислорода (БПК₅) воды в селе Новое Усманово в пределах нормы – 1,24 мгО₂/дм³. Перманганатная окисляемость 0,277 мг/дм³, что соответствует 0,06ПДК.

Содержание железа общего находится в пределах нормы - менее 0,122мг/л (0,41ПДК). Содержание нитратов составляет 1,22 мг/л, что соответствует 0,03ПДК. Менее стойкие соединения группы азота – нитриты и аммоний солевой, во всех пробах присутствуют в концентрациях, не превышающих предельно допустимые значения (нитритов – 0,2 мг/л (0,06ПДК) аммония – менее 0,5 мг/л (0,33 ПДК).

Содержание нефтепродуктов в пробах питьевой воды составляет менее 0,013 мг/л, что соответствует 0,13ПДК. Фенольный индекс составляет менее 0,0005 мг/л, что соответствует 0,002 ПДК (по СанПиН 2.1.4.1074-01). Содержание АПАВ менее 0,01мг/л, что соответствует 0,02 ПДК по СанПиН 2.1.4.1074-01.

Цинк и медь в пробе питьевой воды в данной скважине присутствуют в незначительных количествах. Цинка- 0,0017мг/л (0,0003ПДК), меди- 0,00062 мг/л (0,0006ПДК). Содержание ионов свинца в пробе составляет 0,00049 мг/л (0,049 ПДК). Ионов марганца составляет 0,0053 мг/л (0,05 ПДК), калия – менее 0,788 мг/л, кальция – 37,06 мг/л. Содержание ионов натрия – 120 мг/л, что соответствует 0,6 ПДК.

Таким образом, на основании данных анализа современного состояния подземных вод можно сделать вывод, что вода в скважине района обследования в основном удовлетворяет требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 и СанПиН 2.1.4.1175-02 к качеству питьевой воды.

Таблица 3.6 - Результаты анализов подземных вод на Байтуганском месторождении

№ № п/п	Параметры	Единицы измерени я	Норматив ПДК			Количественн ые показатели
			СанПиН 2.1.4.1074- 01	СанПиН 2.1.4.117 5-02	ГН 2.1.5.131 5-03	
	Дата отбора					25.12.2018г.
	Местоположение пункта контроля					с. Новое Усманово
1.	pH	ед.pH	6-9	6-9	6-9	7,4±0,2
2.	Запах 20°	балл	2	2-3		1
3.	Запах 60°	балл				2

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	0261-01-ОВОС						Лист
			Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25

4.	Привкус	балл		2-3		1
5.	Цветность	градус	20	30		4,43±0,89
6.	Сухой остаток	мг/л	1000-1500			384,0±19,2
7.	Фенольный индекс	мг/л	0,25			менее 0,0005
8.	Жесткость общая	мг-экв/л	7-10		7-10	5,0±0,8
9.	БПК ₅	мгО ₂ /л				1,24±0,25
10.	Перманганатная окисляемость	мг/л	5,0			0,277±0,055
11.	Фторид-ион	мг/л				0,196±0,035
12.	Аммиак и аммоний ион	мг/л			1,5	менее 0,5
13.	Нитрат-ион	мг/л	45	45	45	1,22±0,24
14.	Нитрит-ион	мг/л	3		3,3	менее 0,2
15.	Хлорид-ион	мг/л	350			63,14±6,31
16.	Сульфат-ион	мг/л	500	500	500	43,35±4,34
17.	Нефтепродукты	мг/л	0,1		0,3	0,013±0,005
18.	Железо общее	мг/л	0,3			0,122±0,029
19.	Марганец	мг/л	0,1		0,1	0,0053±0,0019
20.	Мышьяк общий	мг/л	0,05			менее 0,002
21.	Медь	мг/л	1		1	0,00062±0,00025
22.	Цинк	мг/л	5		1	0,0017±0,0006
23.	Свинец	мг/л	0,03		0,01	0,00049±0,00016
24.	Калий	мг/л				0,788±0,158
25.	Кальций	мг/л				37,06±3,71
26.	Натрий	мг/л	200			120,1±12,01
27.	Магний	мг/л				20,86±2,09
28.	Взвешенные вещества	мг/л				менее 3,0
30.	Гидрокарбонат-ион	мг/л				308,1±24,6
31.	Карбонат-ион	мг/л				менее 6,0
32.	Растворенный кислород	мг/л				2,24±0,22
33.	Поверхностно-активные вещества анионные (АПАВ)	мг/л	0,5			менее 0,01

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.

Точка отбора пробы воды из колодца показана на карте современного экологического состояния района изысканий, представленной в графической части отчета.

Результаты исследований представлены в таблице 3.7.

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

Копии протоколов исследований подземных вод представлены в **приложении Р**.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
										26

Таблица 3.7 - Результаты химических анализов подземных вод

№ № п/п	Параметры	Единицы измери я	Норматив ПДК	Количественные показатели
	Дата отбора			10.06.2021 г.
	Местоположение пункта контроля			с. Новое Усманово
1.	рН	ед.рН	6-9	7,29±0,20
2.	Запах 20°	балл	3	0
3.	Запах 60°	балл		2
4.	Привкус	балл	3	1
5.	Цветность	градус	30	34,6±6,9
6.	Сухой остаток	мг/дм ³	1500	464,0±41,8
7.	Фенольный индекс	мг/дм ³	0,001	менее 0,0005
8.	Жесткость общая	мг-экв/л	10	8,7±0,8
9.	Ртуть	мг/дм ³	0,0005	Менее 0,00004
10.	Перманганатная окисляемость	мг/дм ³	7	0,41±0,08
11.	ХПК	мг/дм ³	30	Менее 4
12.	Аммиак и аммоний ион	мг/дм ³	1,5/2	менее 0,5
13.	Нитрат-ион	мг/дм ³	45	37,2±3,7
14.	Нитрит-ион	мг/дм ³	3	менее 0,2
15.	Хлорид-ион	мг/дм ³	350	22,36±2,24
16.	Сульфат-ион	мг/дм ³	500	60,20±6,02
17.	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,1	0,013±0,004
18.	Железо общее	мг/дм ³	0,3	0,74±0,11
19.	Марганец	мг/дм ³	0,1	Менее 0,005
20.	Медь	мг/дм ³	1	Менее 0,0006
21.	Цинк	мг/дм ³	5	0,00056±0,00018
22.	Свинец	мг/дм ³	0,01	Менее 0,0002
23.	Калий	мг/дм ³		1,07±0,21
24.	Кальций	мг/дм ³		79,1±7,9
26.	Натрий	мг/дм ³	200	11,13±1,11
26.	Магний	мг/дм ³		43,2±4,3
27.	Взвешенные вещества	мг/дм ³		26,0±5,2
28.	Гидрокарбонат-ион	мг/дм ³		352,6
29.	Карбонат-ион	мг/дм ³		менее 6,0
30.	Поверхностно-активные вещества анионные (АПАВ)	мг/дм ³	0,5	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 составляет 0,31 ПДК. Концентрация взвешенных веществ – 26,0 мг/дм³. Вода средней жесткости со значением общей жесткости 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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
									27

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.

Результаты исследований проб подземной воды на микробиологические и санитарно-зоогигиенические показатели представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - 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

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

28

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-зооигиенические 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.

3.3 Оценка существующего состояния территории и геологической среды

3.3.1 Инженерно-экологические условия

Инженерно-геологическая характеристика района проектируемых работ дана на основании инженерно-геологических работ, проведенных изыскательской группой ООО «ОренбургНИПИнефть» в декабре 2018г (см. отчет 0261-01-ИГИ).

В состав инженерно-геологических изысканий вошли полевые, лабораторные и камеральные работы.

На основании полевых и лабораторных работ и анализа пространственной изменчивости частных показателей свойств грунтов, определенных полевыми и лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических

Взам. инв. №							Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
	Подп. и дата													29
Инв. № подл.														29

особенностях грунтов, в сфере воздействия проектируемых сооружений выделяют следующие инженерно-геологические элементы:

- насыпной слой tQ;
- ИГЭ-2 - суглинок тугопластичный аQ;
- ИГЭ-3 - суглинок мягкопластичный аQ;
- ИГЭ-4 - песок водонасыщенный средний аQ;
- ИГЭ-5 - известняк средней прочности P2t;

Насыпной грунт распространен повсеместно на всей территории участка. Кровля грунта вскрыта с дневной поверхности земли, мощность 0,3-0,4 м.

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

Инженерно-геологический элемент № 2 представлен суглинком аллювиальным карбонатизированным от бурого до светло-коричневого цвета, тугопластичным, с примесью гравия. Вскрыт всеми скважинами, кроме скважин №№1-19,21-23,25-30.

Кровля элемента вскрыта на глубине 0,3-4,2 м от поверхности земли. Полная мощность скважинами не пройдена, вскрытая составляет 1,5-6,7 м.

Инженерно-геологический элемент № 3 представлен суглинком аллювиальным, светло-коричневого цвета, мягкопластичным с примесью гравия. Вскрыт скважинами №№1-4, 9, 13-15, 19, 20, 23-24.

Кровля элемента вскрыта на глубине 0,0-4,0 м. Вскрытая мощность составляет 1,8-3,9 м.

Инженерно-геологический элемент № 4 представлен песками аллювиальными, коричневыми, средней крупности, средней плотности, водонасыщенными. Вскрыт скважинами №№1, 2, 15, 20, 24.

Кровля песков средних, вскрыта на глубине 3,0-4,5 метра. Полная мощность скважинами не пройдена, вскрытая составляет 0,7-2,7 м.

Инженерно-геологический элемент № 5 представлен известняком серым, средней прочности. Вскрыт скважинами №№1, 2, 15, 21. 24, 25.

Кровля элемента вскрыта на глубине 3,5-6,0 м. Полная мощность скважинами не пройдена, вскрытая составляет 1,0-3,2 м.

Детальные инженерно-геологические изыскания предполагаемых трасс и площадок строительства для проекта 0261-01 были проведены в составе инженерных изысканий изыскательской партией ООО «ОренбургНИПИнефть» в ноябре 2020 г. Полный отчет об инженерно-геологических изысканиях представлен в томе 0261-01-ИГИ.

Целью инженерно-геологических изысканий являлось изучение геолого-литологического строения, гидрологических условий, физико-механических свойств грунтов для оценки их несущей способности, распространения, характеристика и интенсивность проявления физико-геологических процессов и явлений, отрицательно влияющих на строительство и эксплуатацию проектируемых сооружений, коррозионной агрессивности грунтов.

По результатам выполненных инженерно-геологических изысканий были сделаны следующие выводы и рекомендации.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									30
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

1. Территория Байтуганского месторождения приурочена к правобережному склону долины реки Сок в верхнем течении, занимает водораздел рек Байтуган и Окана и рек Кармалка и Окана– правобережных притоков р. Сок.

Рельеф рассматриваемой территории пластово-ярусный с останцами поверхностного выравнивания, всхолмленный, характеризуется значительными перепадами высот около 150м. Абсолютные отметки поверхности рельефа изменяются от +190 до +350 м. относительное превышение 160м.

2. Исследуемая территория расположена на юго-востоке Восточно-Европейской равнины (провинция лесостепного Высокого Заволжья), в пределах Бугульминско-Белебеевской возвышенности и представляет собой систему увалов, образующих главные водоразделы Волги и Урала.

3. Рассматриваемая территория относится к подзоне Казахстано-западносибирских остепененных травяно-кустарниковых сосновых лесов на гранитах и продуктах их выветривания. Значительная часть площади месторождения (до 80%) покрыта лесом с преобладанием лиственных пород.

4. Район исследований обжитой. Район работ расположен на землях: Оренбургской и Самарской областей.

Земли Оренбургской области:

- Собственность Российской Федерации;
- Собственника Хуснутдинова И.И.;
- Территориального управления Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Оренбургской области;
- Администрации Староборискинского сельсовета Северного района.

Земли Самарской области:

- Общая долевая собственность, 64 собственника (земли сельхозназначения);
- Администрации Клявлинского района, Самарской области;
- Администрации Камышлинского района Самарской области;
- Российской Федерации;
- Собственность Сельского поселения Новое Усманово муниципального района Камышлинский Самарской области;
- Общая долевая собственность, 21 собственник (земли сельхозназначения);
- Собственность Российской Федерации;
- сельское поселение Новое Усманово Камышлинского района.

Накопленный опыт строительства в данном районе, подтверждает достаточную устойчивость грунтов в основании зданий и сооружений.

Возведение сооружений осуществляется на естественных основаниях.

Сведениями о деформациях оснований существующих сооружений ООО «ОренбургНИПИнефть» не располагает.

5. 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 и аллювиальными отложениями.

6. В тектоническом отношении район проектируемого строительства расположен на Юго-Востоке Восточно-Европейской платформы и юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы, в зоне сочленения её с северным бортом Прикаспийской синеклизы.

Расчетная сейсмическая интенсивность в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий для района строительства составляет 6 баллов (1%) в течение 50 лет.

Взам. инв. №							0261-01-ОВОС	Лист 31
	Подп. и дата							
Инв. № подл.		Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

7. По гидрогеологическому районированию территория Байтуганского месторождения относится к юго-восточной части Волго-Камского артезианского бассейна Восточно-европейской платформенной артезианской области.

Гидрографическая сеть района принадлежит бассейну реки Сок. Во всех инженерно-геологических скважинах грунтовые воды на момент проведения изысканий – октябрь - ноябрь 2020 года до глубины 7.0 не вскрыты.

В весенний паводковый период и в период осенних затяжных дождей возможно появление подземных вод в пониженных участках на глубине 4-5м от поверхности земли.

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

8. Толща грунтов основания проектируемых сооружений до глубины 7.0 м, является неоднородной, в ее пределах выделяется шесть инженерно-геологических элементов: почвенно-растительный слой; суглинок полутвердый; песок средней крупности; песчаник низкой прочности; аргиллит пониженной прочности; известняк средней прочности.

9. Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик выделенных инженерно-геологических элементов, которыми рекомендуется пользоваться при расчетах оснований по деформациям представлены в 0261-01-ИГИ.

10. Рекомендуемые нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик действительны для грунтов, не замороженных в основании, при условии сохранения их структуры при открытии котлованов и траншей.

11. Инженерно-геологические и геологические процессы, отрицательно влияющие на устойчивость проектируемых сооружений на изучаемой территории и на прилегающих участках не развиты.

Из опасных геологических и инженерно-геологических процессов следует отметить линейные и боковые эрозионные процессы, имеющие развитие по руслам рек и оврагов.

12. Категория сложности инженерно-геологических условий- II (средняя).

13. По отношению к бетонам нормальной проницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178-85 по содержанию сульфатов, грунты неагрессивные; по отношению к арматуре железобетонных конструкций по содержанию хлоридов и сульфатов в пересчете на хлориды, грунты неагрессивные.

14. Коррозионная активность грунтов по отношению к стали от средней до высокой.

15. Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков – 1.58 м, согласно СП 22.13330.2011 и СНиП 23-01-99, песков-2.06 м. скальных грунтов 2.0 м.

18. В пределах изучаемого района выделен один инженерно-геологический район:

I Район водораздела рек Байтуган и Окана, рек Кармалка и Окана, рек Камышла и Окана. Представлен делювиальными четвертичными суглинистыми отложениями, распространенными повсеместно, и пермскими песчаниками, аргиллитами и известняками.

Мощность делювиальных и пермских отложений достигает до 6.7м. Подземные воды на момент изысканий не вскрыты.

Район работ благоприятен для строительства.

16. Для определения категории грунтов по трудности их разработки различными способами и механизмами рекомендуем пользоваться табл. 1-1 ГЭСН-2001. Выпуск 4.

ИГЭ-1 - почвенно-растительный слой eQ_{IV} - 9а;

ИГЭ-2 - суглинок полутвердый dQ - 35в;

ИГЭ-3 - песок средней крупности, dQ - 29а;

ИГЭ-4 - песчаник низкой прочности P_{2t} - 30а;

ИГЭ-5 - аргиллит пониженной прочности P_{2t} 3а;

ИГЭ-6 - известняк средней прочности P_{2t} - 16б.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.							Лист	
										32
			Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	

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.

Площадки куста скважин №№1670А, 1748 и проект. АГЗУ-39 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 скважины №1750 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 скважины №584А 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 №809А и проект. АГЗУ-49 проходит в пределах междуречья рек Кармалка и Окана. По всей протяженности трассы вскрыты ИГЭ-1, 4, и 6.

Взам. инв. №							<i>0261-01-ОВОС</i>	Лист 33
	Подп. и дата							
Инв. № подл.		Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

скважинами кроме скв. 12. ИГЭ №2 вскрыт только скв.12. Грунтовые воды на момент изысканий до глубины 7.0м не вскрыты.

Площадка скважины №1025 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 скважины №554 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 скважины №459Н 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 скважины №478 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 скважины №1230 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 скважины № 1037 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 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.

Площадка проект.АГЗУ-20А 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.

По инженерно-геологическим условиям рассматриваемый район относится к числу благоприятных для промышленного и гражданского строительства.

3.3.2 Гидрогеологические условия

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 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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

Сокскому бассейну субрегионального стока, входящему в состав Волжского бассейна регионального стока, относящегося к акватории Каспийского бассейна континентального стока подземных вод.

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 $1,0 \text{ г/дм}^3$, реже $1-3 \text{ г/дм}^3$ 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 $3-10 \text{ г/дм}^3$ и $10-35 \text{ г/дм}^3$ 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 $35-250 \text{ г/дм}^3$. 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, которые отражены на гидрогеологической карте в приложении Ф.

Водоносный верхнелепесточеново-голоценовый аллювиальный горизонт (aQ_{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 разнозернистыми песками с прослоями и включениями гальки и гравия; супесями, суглинками, глиной песчаной и гравийно-обломочным материалом, особенно характерным для притоков. Мощность

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.								Лист
			Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	
										37

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 р.р. Сок и Байтуган, где выходят «лингуловые глины». Водовмещающие 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 определенные 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).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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, рН – 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 гостимуемых 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 нижеказанский горизонт (P_{2kz1}) 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.

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 жесткость колеблется в пределах от 6 до 15,1 мг-экв/дм³. С глубиной минерализация подземных вод возрастает до 8-10 г/дм³.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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 соленых 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 (P1a-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.

На Байтуганском нефтяном месторождении скважины-колодцы, пробуренные на глубину 140-280 м и эксплуатирующие этот горизонт для целей заводнения, вскрыли воду сульфатную натриевую по составу, с запахом сероводорода, с минерализацией 5,4-11 г/дм³, общей жесткостью 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.

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

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.

Основное воздействие от намечаемой деятельности, а также от наиболее распространенных типов техногенных систем, таких как водохозяйственная и сельскохозяйственная, будет испытывать на себе зона активного водообмена, в которой аккумулируется большая часть ресурсов пресных подземных вод, используемых для

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

питьевого водоснабжения. Формирование их происходит под преобладающим воздействием физико-географических факторов, ведущую роль, среди которых играют рельеф, климат, а также литологический состав пород и их ионно-солевой комплекс. Очень важную роль в преобразовании химического состава подземных вод в процессе техногенеза играет их природная защищенность.

3.3.3 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-Большекинельскому 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 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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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 20-25м до 200м 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.

Район месторождения характеризуется широким распространением лиственных лесов, они занимают 76,7 % площади месторождения развитых на черноземах выщелоченных и типичных темно-серых лесных почвах.

3.3.4 Почвенные условия территории. Оценка современного состояния почвенного покрова

Байтуганское месторождение расположено в лесостепной зоне Предуральской лесостепной провинции.

Сведения о типах и подтипах почв приведены согласно морфологическим описаниям почвенных профилей участка изысканий и сведениям, представленным ГКУ «Северное лесничество» Оренбургской области, Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области, а также администраций Клявлинского и Камышлинского Самарской области.

Почвенный покров участка изысканий в пределах Клявлинского района Самарской области представлен черноземами типичными, среднегумусными, щебневатыми

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							0261-01-ОВОС
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	42

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 "АВ".

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, легкоглинистые, щебневатые распространены на площади 5168,667 м².

Название почвы: Черноземы типичные, среднегумусные, щебневатые

Таблица 3.9 – Морфологическое описание почвенного профиля 4/812-01

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
А ₁	0-15	Дерновый гумусный слой черного цвета, с включениями корней травянистой растительности, влажный, плотный, комковатой, зернистой структуры, новообразований нет.	-
А	15 - 45	Гумусированный суглинок, коричневого цвета, комковатой структуры с включениями обломков мелкого щебня, новообразований нет, влажный, плотный, переход по окраске постепенный.	20
В	46	Глина, цвет красный, однородной окраски, влажный, плотный, с включениями обломков мелкого щебня, новообразований нет.	-

Тип почвы: легкоглинистые

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.							Лист
									43
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			



Рис. 3.1 Почвенный разрез (почвенный профиль 4/812-01)

Трасса проектируемого нефтепровода проходит по территории **Камышлинского района Самарской области** по землям государственного лесного фонда Камышлинского участкового лесничества ГКУ «Клявлинского лесничества» (ПК14 – ПК29, ПК83 – ПК85+84,20) и по землям сельскохозяйственного назначения (ПК101+45,60 – ПК105+90,50).

В пределах данной территории почвенный покров представлен черноземами типичными, карбонатными (участок трассы ПК14 – ПК29, земли с/х назначения), черноземами обыкновенными (участок трассы ПК83 – ПК85+84,20).

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 распыленной 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 78252,603 м².

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

Название почвы: черноземы типичные карбонатные
Таблица 3.10 – Морфологическое описание почвенного профиля 4/812-02

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A0	0-4	Суглинок красно-коричневый с включениями щебня и растительностью на поверхности, влажный, плотный, новообразований нет	-
A	5 - 45	Гумусированный суглинок темно-серого цвета, влажный, плотный, комковатой структуры, новообразований нет, встречаются включения щебня, переход по окраске постепенный.	20
B	46-50	Суглинок делювиальный красно-коричневый, полутвердый, однородной окраски., влажный, плотный, новообразований и включений 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



Рис. 3.2 – Почвенный разрез (почвенный профиль 4/812-02)

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						0261-01-ОВОС
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 3.11 – Морфологическое описание почвенного профиля 4/812-11

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, гумусированный, светло-серого цвета, сухой, новообразования отсутствуют, содержит включения корней степной травянистой растительности.	-
A	3 – 40	Гумусированный суглинок светло-серого цвета, плотный, имеет зернистую структуру, новообразований нет, встречаются корни растений, имеет включения мелкой каменной крошки.	20
B	41	Суглинок коричневого цвета, с включениями мелкой каменной крошки, влажный, плотный, новообразований нет.	-

Тип почвы: суглинистые

Материнская подстилающая порода: лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: не нарушен

Рельеф: холмисто-увалистый

Растительность: ковыль, типчак

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,4 м не вскрыты



Рис. 3.3 – Почвенный разрез (почвенный профиль 4/812-11)

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

Трасса сборного нефтепровода проходит 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, *черноземами обыкновенными среднетощными слабогумусовыми и черноземами выщелоченными среднетощными.*

Обыкновенные черноземы 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 – среднетощный (50 см). Согласно почвенному профилю, содержит включения мелкого щебня.

Обыкновенные черноземы насыщены Ca⁺⁺ и Mg⁺⁺ и лишь в отдельных случаях в них встречаются следы поглощенного 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 89185,2 м².

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 среднетощного среднетощного тяжелосуглинистого. Вскипание от действия 10 %-ной соляной кислоты – со 105 см.

По мощности гумусовых горизонтов (А+АВ) черноземы выщелоченные являются среднетощными 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 – среднетощные. 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 выщелоченные распространены на площади 4461,8 м².

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инев. № подл.								Лист
			Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	
									47	

Название почвы: чернозем обыкновенный**Таблица 3.12 – Морфологическое описание почвенного профиля 4/812-05**

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A ₀	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
B	51	Суглинки делювиальные светло-коричневые полутвердые с прослоями известняков и аргиллитов, плотный, слоистой структуры, новообразований нет.	-

Тип почвы: суглинистые

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. 3.4 - Почвенный разрез (почвенный профиль 4/812-05)

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						0261-01-ОВОС
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 3.13 – Морфологическое описание почвенного профиля 4/812-07

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A ₀	0-4	Дерновый слой гумуса темно-серого цвета, влажный, рыхлый, новообразования отсутствуют, содержит включения корней травянистой и древесной и кустарниковой растительности	-
A	5 - 50	Гумусированный суглинок черного и серого цвета, переход по окраске постепенный, влажный, имеет хорошо выраженную комковатую-ореховую структуру, влажный, новообразований нет, встречаются включения щебня.	20
B	51	Суглинки делювиальные светло-коричневые полутвердые, содержат включения щебня с, плотный, слоистой структуры, новообразований нет.	-

Тип почвы: суглинистые

Материнская подстилающая порода: карбонатные лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: вырубленная лесная просека

Рельеф: холмисто-увалистый

Растительность: типчак, тысячелистник, чертополох, тонконог

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,51 м не вскрыты



Рис. 3.5 - Почвенный разрез (почвенный профиль 4/812-07)

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						0261-01-ОВОС
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Название почвы: чернозем выщелоченный

Таблица 3.14 – Морфологическое описание почвенного профиля 4/812-08

Схема почвенного разреза	Мощность, см	Описание разреза: механический состав, цвет, влажность, окраска, структура, плотность, новообразования, включения	Глубина взятия образцов, см
A1	0-35	Слой гумуса темно-серого цвета с корнями растений степной растительности, структура зернистая, влажная, новообразований нет.	-
A	35 - 50	Гумусированный суглинок серого цвета, влажный, имеет рыхлую структуру, новообразований нет, встречаются корни кустарниковой и древесной растительности, переход по окраске и плотности постепенный, имеются включения мощного камня (щебня).	20
B	51-58	Суглинок светло-коричневый, с включениями мелкого щебня и плитняка, в грунте супеси серого цвета, плотный, ореховой структуры, новообразований нет.	-

Тип почвы: суглинистые

Материнская подстилающая порода: лёссовидные суглинки

Антропогенная нарушенность: вырубленная лесная просека

Рельеф: холмисто-увалистый

Растительность: типчак, тысячелистник, чертополох, тонконог

Глубина просачивания грунтовых вод: на глубине 0,58 м не вскрыты



Рис. 3.6 - Почвенный разрез (почвенный профиль 4/812-08)

Почвенная карта участка работ представлена в Графическом приложении 0210-01-ИЭИ.

В целях оценки современного состояния почвенного покрова в рамках проведения инженерно-экологических изысканий на территории намечаемой деятельности в июне 2021 года был проведён отбор и анализ проб почв. Работы проводились по договору подряда специализированной лабораторией ООО «Лаборатория «ЦСТ» (Аттестат аккредитации №

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						0261-01-ОВОС
Инв. № подл.						

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);
- 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);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- 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);
- 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.

Определяемые показатели: рН (водная вытяжка); бенз(а)пирен; валовые формы тяжелых металлов (свинец, кадмий, цинк, медь, ртуть, никель, мышьяк); нефтепродукты.

Оценка состояния почвенного покрова проведена в соответствии с п. IV, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

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 3.15 («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 3.15 - 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 и содержание нефтепродуктов в количестве от 0,036±0,014 до 0,23±0,09 мг/кг.

Оценка степени химического загрязнения почв на участке изысканий проводилась на основании суммарного показателя химического загрязнителя (ZC), являющегося индикатором неблагоприятного воздействия на население. Интегральный показатель (ZC) определяется как сумма коэффициентов концентрации отдельных компонентов загрязнения (Kc), по формуле:

$$ZC = Kc1 + \dots + Kci + Kcn - (n-1), \quad (1)$$

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.

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						0261-01-ОВОС
Инв. № подл.						Лист

Для загрязняющих веществ не 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 3.10 (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 3.15 и 3.16.

Таблица 3.16 - Оценочная шкала уровней химического загрязнения почв

Категория загрязнения почв и грунтов	Чистая	Допустимая	Умеренно опасная	Опасная	Чрезвычайно опасная
Суммарный показатель загрязнения (Zс)	-	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 Zс и оценка степени химического загрязнения почв представлены в таблице 3.17.

Таблица 3.17 - Оценка степени химического загрязнения почвы

Номер пробы	Концентрация загрязняющих веществ							Zс	Категория загрязнения
	Pb	Cu	Zn	Ni	Cd	As	Hg		
ПДК, ОДК, мг/кг	20	132	220	80	2	10	2,1	Не более 16	
Фоновое содержание (ориентировочные значения для средней полосы России), мг/кг*	20	25	68	45	0,24	5,6	0,20	16	
П-1	1,4	5,1	3,83	16,4	0,15	1,8	0,64	-1,16	Допустимая
П-2	3,60	1,8	10,4	22,6	0,17	0,74	1,3	2,245	
П-3	1,4	6,1	3,37	12,4	Менее 0,1	1,9	0,46	-2,296	
П-4	1,6	7,16	5,8	17,4	Менее 0,1	1,4	0,89	0,81	
П-5	9,4	2,0	4,03	10,1	0,14	0,46	1,1	0,99	
П-6	3,74	1,1	9,9	24,1	0,31	1,9	0,54	-0,834	
П-7	2,8	8,1	6,3	16,4	Менее 0,1	1,6	0,64	-1,17	
П-8	6,3	11,4	4,16	21,6	Менее 0,1	0,84	1,8	-4,07	
П-9	3,89	7,34	1,6	10,2	0,12	2,0	0,85	-0,147	
П-10	4,9	1,7	10,2	34,1	Менее 0,1	0,36	1,4	1,0	
П-11	3,0	2,2	6,1	21,2	0,18	1,8	0,56	-1,33	
П-12	8,0	4,29	2,9	30,6	Менее 0,1	0,64	1,2	1,827	
П-13	2,2	10,10	4,9	24,1	Менее 0,1	0,46	1,34	2,326	
П-14	6,3	3,79	11,6	32,4	Менее 0,1	1,7	0,72		
П-15	5,1	8,4	3,2	16,8	Менее 0,1	1,9	1,0	0,768	
П-16	4,7	2,2	8,1	20,1	0,13	0,69	1,3	2,055	
П-17	2,7	7,25	5,4	15,4	0,26	1,8	0,52	-1,155	
П-18	9,0	4,06	2,8	11,6	0,16	0,96	0,34	-2,550	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

53

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

Номер пробы	Концентрация загрязняющих веществ							Zc	Категор ия загрязне ния
	Pb	Cu	Zn	Ni	Cd	As	Hg		
ПДК, ОДК, мг/кг	20	132	220	80	2	10	2,1	Не более 16	
Фоновое содержание (ориентировочные значения для средней полосы России), мг/кг*	20	25	68	45	0,24	5,6	0,20		
П-19	9,1	2,1	4,3	14,2	Менее 0,1	0,44	1,2	1,426	
П-20	5,4	1,2	7,18	26,1	Менее 0,1	1,7	0,39	-2,324	
П-21	8,2	11,4	3,2	34,1	0,11	0,63	1,0	1,246	
П-22	6,4	1,5	2,1	21,8	Менее 0,1	1,7	0,43	-2,229	
П-23	4,11	2,7	10,1	16,4	0,16	0,98	1,4	2,676	
П-24	2,7	7,29	5,4	31,4	0,20	1,9	0,83	0,524	
П-25	1,3	8,2	4,0	11,6	Менее 0,1	0,42	1,8	4,213	
П-26	5,4	2,0	1,8	23,4	Менее 0,1	1,6	0,63	-1,240	
П-27	3,5	1,2	8,3	10,3	0,13	1,5	0,86	-0,317	
П-28	6,1	9,4	2,1	18,3	Менее 0,1	0,98	0,34	-2,584	
П-29	1,5	5,0	3,4	14,6	Менее 0,1	1,7	0,55	-2,183	
П-30	4,11	2,2	7,3	29,1	Менее 0,1	0,74	2,0	5,602	
П-31	0,89	2,2	1,4	10,4	0,11	1,2	0,84	-0,746	
П-32	1,9	6,1	3,1	18,2	0,26	0,74	1,4	3,007	
П-33	7,11	3,84	4,11	20,4	Менее 0,1	1,8	2,0	5,715	
П-34	4,26	1,8	9,6	12,4	0,32	0,46	1,7	4,615	
П-35	6,11	8,0	3,0	24,2	0,18	1,5	0,34	-2,074	
П-36	2,1	1,4	5,1	10,2	Менее 0,1	0,86	1,3	1,537	
П-37	3,42	1,1	8,1	17,4	0,16	1,9	0,68	-,0872	
П-38	6,1	2,2	3,2	12,4	Менее 0,1	0,86	1,2	1,098	
П-39	10,6	4,09	1,8	22,6	0,34	1,1	0,54	-0,462	
П-40	2,2	1,2	5,2	11,6	Менее 0,1	0,44	1,5	2,498	
П-41	2,2	5,3	9,0	15,6	0,13	1,4	0,63	-1,259	
П-42	8,1	2,5	4,29	10,4	Менее 0,1	0,74	1,9	4,848	
П-43	1,4	8,6	3,1	20,6	Менее 0,1	1,3	0,86	-0,13	
П-44	5,2	2,7	9,4	11,2	0,18	0,64	2,0	5,616	
П-45	8,1	6,1	2,7	15,4	0,22	0,36	2,0	6,015	
П-46	4,4	2,5	5,2	24,1	Менее 0,1	1,6	0,74	-0,658	
П-47	1,9	9,2	3,4	10,9	0,32	0,72	1,34	2,913	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

54

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

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	
Фоновое содержание (ориентировочные значения для средней полосы России), мг/кг*	20	25	68	45	0,24	5,6	0,20		
П-48	6,1	1,5	2,9	13,4	0,19	1,7	0,54	-1,502	
П-49	2,1	6,1	4,06	13,4	0,13	1,8	0,75	-0,683	
П-50	4,09	2,1	7,34	16,4	0,21	0,84	1,4	2,780	
П-51	5,5	7,16	3,1	24,1	Менее 0,1	0,64	1,9	5,185	
П-52	6,2	3,1	1,8	12,4	0,11	1,8	0,54	-1,780	
П-53	2,7	4,11	5,1	16,2	Менее 0,1	0,92	1,1	0,818	
П-54	3,74	1,8	1,8	18,1	0,29	1,7	0,46	-1,504	
П-55	1,1	4,16	2,7	23,4	Менее 0,1	1,4	0,86	-0,24	
П-56	4,09	2,1	7,64	10,2	0,14	0,36	1,5	2,786	
П-57	1,6	5,2	2,6	14,2	Менее 0,1	1,3	0,83	-0,552	
П-58	8,2	2,2	3,74	9,4	Менее 0,1	0,63	0,39	-2,754	
П-59	1,4	6,2	4,17	18,4	Менее 0,1	1,6	0,59	-1,552	
П-60	9,4	3,1	1,9	20,4	0,24	2,0	1,4	3,434	
П-61	2,1	8,2	4,0	20,4	Менее 0,1	1,8	0,55	-1,56	
П-62	6,4	3,2	9,0	32,1	0,16	0,84	0,94	0,808	
П-63	8,1	5,0	2,8	17,4	Менее 0,1	1,4	0,75	-0,545	
П-64	10,3	3,4	5,4	15,2	Менее 0,1	0,86	1,6	3,654	
П-65	4,6	1,7	7,6	23,4	0,17	1,4	0,71	-0,56	

Примечание - * данные представлены согласно СП 11-102-97, таб. 4.1

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 3.18.

Таблица 3. 18 - 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	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

Лист

55

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:

- ПМ-1 Площадка РВС-3 2000 м3;
- ПМ-2 В границе пояса ЗСО скв.16;
- ПМ-3 Площадка РВС-1/2, в границе III пояса ЗСО скв. 16,17;
- ПМ-4 Нефтепровод от АГЗУ-14 до УПН в зоне ЗСО скв. 16,17;
- ПМ-5 Нефтепровод от ДНС-2 до УПН в границах III пояса ЗСО скв. 16,17.

Результаты исследований бактериологического и гельминтологического исследования почвы представлены в таблице 3.19.

Таблица 3.19 – 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
ПМ-1	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
ПМ-2	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
ПМ-3	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
ПМ-4	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено
ПМ-5	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено

Гигиеническое состояние почв благополучное, почвы не загрязнены гельминтами и не содержат патогенные бактерии.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								Лист	
											0261-01-ОВОС
			Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Проведенными 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-эпидемиологическим показателям требованиям п. IV СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Рекомендации по использованию изъятых в ходе строительства земель, согласно таблице 4.6 СанПиН 1.2.3685-21 - использование без ограничений, исключая объекты повышенного риска.

Полные протоколы исследований приведены в 0261-01-ИЭИ Приложении С.

3.4 Радиационная обстановка

3.4.1 Оценка радиационной обстановки

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 47.13330.2012 п. 8.4.18;
- исследование почвенного покрова земельных участков под проектируемые объекты, определение удельной эффективной активности Аэфф;

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);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Иств. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- Площадки куста скважин №№1007, 1203 + 1667(Зоч.);
- 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);
- 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 3.20.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

Таблица 3.20 - Максимальные зафиксированные показатели определяемых радионуклидов в почве

Номер контрольной площадки	Точки контроля	Показатель		Почва
РП - 1	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	
РП - 2	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	
РП - 3	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	
РП - 4	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	
РП - 5	Площадки куста скважин №№429А, АГЗУ-14А + 2сущ.(скв. 429, 1678н)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1144
			Ra-226	14,2264
			Th-232	19,2516
			K-40	594,1
		Аэфф, Бк/кг	94,6	
РП - 6	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	
РП - 7	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	
РП - 8	Площадка куста	активность,	Cs-137	Менее 3,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

59

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

	скважин №584А + 1сущ.(скв. 1511)	Бк/кг	Ra-226	10,1406
			Th-232	13,1109
			K-40	364,1
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 9	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	
РП - 10	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	
РП - 11	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	
РП - 12	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	
РП - 13	Площадка куста скважин №№1752, 511+ 2сущ. (скв.1708, 446)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1406
			Ra-226	13,4611
			Th-232	17,0446
		K-40	574,1	
Аэфф, Бк/кг			90,4	
РП - 14	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			96,1	
РП - 15	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			102,0	
РП - 16	Площадки	активность,	Cs-137	3,1144

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

60

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

	скважины №571 + 3сущ. (скв. 1240, 1513, 1506)	Бк/кг	Ra-226	11,1236
			Th-232	23,1729
			K-40	289,0
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 17	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			101,9	
РП - 18	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			94,1	
РП - 19	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			94,1	
РП - 20	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			79,2	
РП - 21	Площадка куста скважин №575 + 1сущ.(скв.1526)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	11,1239
			Th-232	24,0831
		K-40	254,0	
Аэфф, Бк/кг			104,0	
РП - 22	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
		K-40	674,0	
Аэфф, Бк/кг			88,1	
РП - 23	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
		K-40	869,0	
Аэфф, Бк/кг			114,1	
РП - 24	Площадка куста	активность,	Cs-137	Менее 3,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

61

	скважин №1024 + 1 сущ.(скв.221)	Бк/кг	Ra-226	15,1168
			Th-232	17,1609
			K-40	482,0
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 25	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
		K-40	246,0	
Аэфф, Бк/кг			64,1	
РП - 26	Площадка куста скважин №1694Н + 2 сущ.(скв.193, 412)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,9634
			Ra-226	18,3445
			Th-232	15,8429
		K-40	275,2	
Аэфф, Бк/кг			54,1	
РП - 27	Площадка куста скважин №1717 + 2сущ.(скв. 1016, 353)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	12,4674
			Th-232	15,4784
		K-40	504,8	
Аэфф, Бк/кг			124,1	
РП - 28	Площадка куста скважин №1044 + 2сущ. (скв. 1648, 423)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,8402
			Th-232	11,4406
		K-40	284,0	
Аэфф, Бк/кг			75,2	
РП - 29	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
		K-40	372,1	
Аэфф, Бк/кг			84,1	
РП - 30	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	
РП - 31	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	
РП - 32	Площадка	активность,	Cs-137	Менее 3,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

62

	скважины №1214	Бк/кг	Ra-226	10,3402
			Th-232	16,3406
			K-40	582,4
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 33	Площадка куста скважин №1647 + 1сущ.(скв. 1657)	активность, Бк/кг	Cs-137	3,1144
			Ra-226	14,1682
			Th-232	18,0363
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 34	Площадка куста скважин №1647 + 1сущ.(скв. 1657)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,8211
			Th-232	12,8942
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 35	Площадка куста скважин №554 + 1сущ.(скв. 1634)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,5439
			Th-232	14,2039
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 36	Площадка куста скважин №459н + 1сущ.(скв.1527н)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	11,1268
			Th-232	24,0926
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 37	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
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 38	Площадка куста скважин №1230 + 2сущ. (скв.1672, 451)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	12,8413
			Th-232	18,1454
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 39	Площадка куста скважин №1037 + 1сущ.(скв.1533)	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,8447
			Th-232	23,8174
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 40	Площадка ДНС-2	активность,	Cs-137	97,8
				3,4516

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

63

		Бк/кг	Ra-226	20,2416
			Th-232	24,1636
			K-40	536,04
		Аэфф, Бк/кг		120,6
РП - 41	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
РП - 42	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
РП - 43	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
РП - 44	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
РП - 45	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
РП - 46	Нефтепровод от АГЗУ-11-АГЗУ-14А до УПН	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	9,6402
			Th-232	11,4234
			K-40	275,4
		Аэфф, Бк/кг		55,4
РП - 47	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
РП - 48	Нефтепровод от	активность,	Cs-137	4,7094

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

64

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

	АГЗУ-11-АГЗУ-14А до УПН	Бк/кг	Ra-226	11,4309
			Th-232	15,9426
			K-40	366,1
		Аэфф, Бк/кг		
РП - 49	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	
РП - 50	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	
РП - 51	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	
РП - 52	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	
РП - 53	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	
РП - 54	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	14,9729
			Th-232	17,2483
		K-40	564,1	
Аэфф, Бк/кг			123,0	
РП - 55	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	
РП - 56	Напорный	активность,	Cs-137	3,3411

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

65

	нефтепровод от ДНС-2 до УПН (от УЗ-3 до УЗ-5 до УПН)	Бк/кг	Ra-226	17,8906
			Th-232	15,4632
			K-40	401,4
			Аэфф, Бк/кг	
РП - 57	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		
РП - 58	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		
РП - 59	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		
РП - 60	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		
РП - 61	УПН, площадка РВС-1/2, в границе III пояса ЗСО скв.16, 17	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	14,9411
			Th-232	17,2586
			K-40	562,1
Аэфф, Бк/кг		96,4		
РП - 62	УПН, площадка ЭДГ-1,2	активность, Бк/кг	Cs-137	3,7184
			Ra-226	16,8406
			Th-232	14,5206
			K-40	382,0
Аэфф, Бк/кг		74,1		
РП - 63	УПН, площадка ПП-0,63 №2	активность, Бк/кг	Cs-137	Менее 3,0
			Ra-226	10,5511
			Th-232	12,5486
			K-40	312,0
Аэфф, Бк/кг		88,4		
РП - 64	УПН, площадка	активность,	Cs-137	Менее 3,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

66

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

Копии протоколов проведения дозиметрического и радиометрического контроля представлены в приложении Г.

В рамках ведомственного контроля, в сентябре 2018г., на технологической площадке Байтуганского месторождения силами аккредитованной лаборатории Тольятинского 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 техногенными радионуклидами в пробах почвы, отобранных на территории объекта – не обнаружено.

По результатам проведенных исследований 2015 – 2018 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);
- суммарная объемная активность бета-излучающих радионуклидов не превышает регламентируемый СанПиН 2.1.4.1074-01 уровень 1 Бк/л;
- суммарная объемная активность альфа-излучающих радионуклидов не превышает регламентируемый СанПиН 2.1.4.1074-01 уровень 0,1 Бк/л, что гарантирует не превышение уровня вмешательства по альфа-излучающим радионуклидам.
- гамма-спектрометрические исследования проб пластовой воды показали, что значения определяемых радионуклидов ¹³⁷Cs, ²²⁶Ra, ²³²Th, ⁴⁰K не превышают величин уровня вмешательства (УВ), приведенных 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

3.5 Характеристика растительности и животного мира

3.5.1 Растительный мир

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 уремных 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, ясенника, 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, ономы 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%.

Среди трав, произрастающих в районе месторождения, распространены такие лекарственные виды, как горец птичий, крапива, двудомная, ландыш майский, мать-и-мачеха, полынь горькая, пустырник пятилопастный, тысячелистник благородный, чистотел большой, девясил высокий, душица, адонис (горицвет) весенний, зверобой обыкновенный, горечавка легочная, кровохлебка лекарственная, чабрец обыкновенный и другие.

По данным геоботанического обследования, проведенного филиалом института ВолгоНИИгипрозем, на территории месторождения выделено 16 модификаций растительности.

Из редких видов растений на рассматриваемой территории произрастают бересклет бородавчатый, ясенник душистый, лещина обыкновенная (орешник), ольха серая, копытень европейский, ветреница лесная, гладиолус (шпажник) черепитчатый, купальница европейская, горечавка легочная, кошачья лапка двудомная, прострел раскрытый (сон-трава), змеголовник Руиша.

Согласно фондовым данным из растений, распространенных в лесостепной зоне, в Красную книгу Самарской областей внесены:

- Адокса мускусная;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- Копытень европейский;
- Астра альпийская;
- Береклест бородавчатый;
- Майник двулистный;
- Астрагал Цингера;
- Копеечник Гмелина;
- Шаровница крапчатая;
- Лен уральский;
- Чемерица Лобеля;
- Ладьян трехнадрезный;
- Мякотница однолистная;
- Овсец Шелля;
- Фиалка удивительная;
- Голокучник трехраздельный;
- Страусник обыкновенный.

Согласно письма 27-03-03/25284 от 25 октября 2018 Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области на площадке проектирования растения, занесенные в Красную книгу Самарской области, не обнаружены.

Некоторая часть участка работ распахана под посевные культуры: зерновые - озимая рожь, яровая и озимая пшеница, ячмень; техническими - подсолнечником и т. д

По оврагам часто развита кустарниковая растительность (жимолость, шиповник, терновник, бересклет и др.).

3.5.2 Животный мир

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, горностай, 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

Взам. инв. №		Подп. и дата							Лист
Инв. № подл.		Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	70

3.6 Оценка расположения проектируемого объекта относительно территорий с особым режимом пользования

3.6.1 Особо охраняемые природные территории

Проектируемые объекты Байтуганского месторождения располагаются на территории Камышлинского и Клявлинского районов Самарской области, Северного района Оренбургской области.

Район производства проектируемых работ к настоящему времени неоднократно изучен и уже претерпел ряд изменений в результате продолжительной промышленной эксплуатации; здесь существует разветвлённая сеть инженерных коммуникаций, представленной нефте- и газопроводами, водоводами, ЛЭП, кабельными линиями и другие промышленные объекты.

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 Постановлением 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.

Дубрава кленово-ясенниковая утвержден Постановлением 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.

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.

Кроме того, в радиусе 10 км от лицензионного участка Байтуганского нефтяного месторождения находятся ещё 4 памятника природы:

Староборискинский парк (3 га). 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.

Ново-Усмановская сероводородная вода (0,1 га). Расположен в 1 км севернее с. Новое Усманово, долина реки Мокрый Якшигул. Сероводородный источник в виде старой скважины - колодца с водой, богатой сероводородом, рядом сформировался пруд.

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.

Родник Салолейка (0,25 га). Расположен в 7 км к северо-востоку от границы лицензионного участка. Мощный родник - исток р. Салолейки, вскрывающий подземные воды казанского яруса перми.

На подготовительном этапе инженерно-экологических изысканий в Министерство природных ресурсов и экологии и имущественных отношений Оренбургской области был

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

направлен запрос о наличии/отсутствии особо охраняемых территорий регионального и местного значения на территории предполагаемого строительства. Согласно ответу Министерства (письмо № 392199475 от 03.12.2018 г., [Приложение Е](#)), в границах участка работ на территории Байтуганского месторождения **особо охраняемые территории областного и местного значения отсутствуют.**

Также был послан запрос в Министерство, лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области и получен ответ за номером № 2703-03/29016 от 07.12.2018г (Приложение Е) о том, что **особо охраняемые территории областного и местного значения отсутствуют.**

Руководствуясь письмом № 05-12-32/35995 от 21.12.2017 г. Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России), запрос о наличии/отсутствии особо охраняемых природных территорий федерального значения на территории предполагаемого строительства не направлялся. Согласно приложению к письму № 05-12-32/35995 от 21.12.2017 г. (Приложение Е) в Северном районе Оренбургской области и Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области ООПТ федерального значения отсутствуют.

Таким образом, непосредственно в районе строительства проектируемых объектов, охраняемые памятники природы различного ранга и статуса отсутствуют. Проектируемые объекты находятся на значительном расстоянии, и указанные территории не затрагиваются.

3.6.2 Объекты историко-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.

Таблица 3.22 - 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	РАО № 426-Р от

Взам. инв. №							Подп. и дата	Инд. № подл.							Лист
									0261-01-ОВОС						73
	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата									

		с.Новое Ермаково	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.
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	РАО № 426-Р от

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

74

		от с. Ойкино	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.
4.	Одиночный курган Кирсановка I	д. Кирсановка, в 5,2 км к северо-северо-западу от деревни	Приказ №87 от 09.04.2013г.
5.	Курганный могильник 1 у п. Куликовка	п. Куликовка, в 0,4 км к юго-юго-западу от поселка и в 3,5 км к юго-западу от п. Новая Самара	Приказ №87 от 09.04.2013г.
6.	Курганный могильник Соковка I	с. Соковка, в 1 км к юго-западу от села и в 2 км к востоку от п. Тургай	Приказ №87 от 09.04.2013г.
7.	Курганный могильник Соковка II	с. Соковка, в 4 км к северо-востоку от села, в 5 км к северу от с. Северное	Приказ №87 от 09.04.2013г.
ИТОГО по Северному району: 7			

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

75

В рамках ранее выполненных работ по проектированию и строительству на данном месторождении, объектов культурного наследия, включенных в государственный список памятников археологии, и выявленных объектов культурного наследия не установлено.

Проектируемое строительство затрагивает территорию, которая к настоящему времени неоднократно изучена и уже претерпела ряд изменений в результате продолжительной промышленной эксплуатации рассматриваемого месторождения.

В соответствии с письмом №55-1-1537 от 09.06.2017г ИНСПЕКЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ОХРАНЫ ОБЪЕКТОВ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ 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 Ж 0261-01-ИЭИ).

В соответствии с письмом УГООКН/2328 от 13.05.2021г УПРАВЛЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ОХРАНЫ ОБЪЕКТОВ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ на земельных участках, подлежащих хозяйственному освоению по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» объекты культурного наследия с точки зрения археологии, отсутствуют (см. Приложение Ж 0261-01-ИЭИ).

В соответствии с отчетом ООО «Научно производственное предприятие «АРХБИОРО»» Актом государственной историко-культурной экспертизы на земельных участках, подлежащих хозяйственному освоению по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» объекты наследия с точки зрения археологии, отсутствуют (см. Приложение Ж 0261-01-ИЭИ).

Таким образом, при производстве проектируемых работ вышеуказанные особо охраняемые объекты и территории непосредственно не затрагиваются.

3.6.3 Водоохранная зона, прибрежные и защитные полосы

Ширина водоохранных зон для рек исследуемой территории принимается согласно ст. 65 «Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы» «Водного Кодекса», № 74 ФЗ от 03.06.06. Величина водоохранных зон и прибрежных полос водных объектов на участке изысканий представлены в таблице 3.23.

Таблица 3.23- Величина водоохранных зон и береговой полосы

Название водотока	Длина водотока от истока в районе работ, км	Ширина водоохранной зоны, м	Ширина береговой полосы, м
Река Сок	40-51	200	20
Река Байтуган	22	100	20
Река Мокрый Якшигул	6,2	50	5
Ручей Кибит	3,0	50	5
Ручей Кармалка	6,0	50	5

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инев. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Администрации Камышлинского района Самарской области (см.) зоны санитарной охраны подземных и поверхностных питьевых водозаборов, полигоны ТКО отсутствуют.

Согласно письму № 292 от 12.12.2018 г. Администрации Бакаевский сельсовет Северного района Оренбургской области (см. [Приложение К](#)) зоны санитарной охраны подземных и поверхностных питьевых водозаборов, полигоны ТКО отсутствуют, так как питьевой водозабор находится на территории села Бакаево на значительном удалении от проектируемых объектов.

Согласно письму № 292 от 12.12.2018 г. Администрации Староборискинский сельсовет Северного района Оренбургской области (см. [Приложение К](#)) 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 № 135/3 от 14.01.2018 г. Комитета по управлению муниципальным имуществом Клявлинского района Самарской области (см. [Приложение К](#)) полигоны ТБО и питьевые водозаборы отсутствуют.

Запрашиваемые сведения имеются в Генеральных планах и правилах землепользования и застройки сельских поселений, которые размещены на сайте <https://fgistp.economy.gov.ru>.

Согласно схемам, размещенным на вышеуказанном сайте, в районе строительства нефтепроводов от ДНС-2 до УПН, от АГЗУ-11 до УПН и от АГЗУ-11 до ДНС-2 питьевые водозаборы (подземные) находятся на территории УПН, проектируемые объекты находятся частично на территории второго и третьего пояса зон санитарной охраны питьевых водозаборов, предоставленного в пользование ООО «БайТекс».

Данные по нарушению поясов ЗСО представлены в таблице 3.24.

Таблица 3.24 – 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 нефтепровода от УЗ№35 до УПН	Не нарушает находится на расстоянии 76м от скв.17 75м от скв.16	Нарушает на 216м на СВ	Нарушает на 1970м на В
2.	Участок нефтепровода от АГЗУ-11 до УПН	Не нарушает находится на расстоянии 76м от скв.17 75м от скв.16	Нарушает на 216м на СВ	Нарушает на 1970м на В
3.	Площадка приема очистных устройств		103 м на СВ	
4.	Участок нефтепровода от УЗ№5 до УПН	Не нарушает находится на расстоянии	Нарушает на 216м на СВ	Нарушает на 1970м на В

Взам. инв. №		Подп. и дата		Иств. № подл.		Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
					78								

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 ПО РАССМОТРЕННЫМ АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТАМ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

4.1 Характеристика проектируемого объекта

4.1.1 Виды техногенных воздействий проектируемых объектов

Строительство и эксплуатация системы откачки жидких углеводородов окажет определенное воздействие на компоненты окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- водную среду;
- земельные ресурсы;
- растительность и животный мир.

Период строительства

Воздействие, оказываемое на воздушный бассейн при проведении строительномонтажных работ, будет заключаться, в основном, в поступлении в него вредных веществ, содержащихся в выхлопных газах строительной техники, транспорта, а также выбросах, образующихся при проведении сварочных работ, перегрузке сыпучих материалов.

В процессе строительства происходит шумовое загрязнение окружающей среды вследствие проведения технологических работ, при работе строительной техники.

Прямое негативное воздействие на поверхностные водные источники исключено, в связи с отсутствием переходов через водные преграды.

Технологические площадки с проектируемым оборудованием располагается на территории действующего Байтуганского месторождения, зачастую в пределах существующих кустов скважин.

Категория отводимых земельных участков под проектируемый объект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» – земли сельскохозяйственного назначения (пашня, выгон, пастбище), земли лесного фонда и земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения. На изымаемых землях нет зданий и сооружений, которые необходимо сносить или переносить в другое место.

Потребная площадь земельных участков на период обустройства определена по чертежам данного проекта в соответствии с действующими нормами отвода земель.

Взам. инв. №							0261-01-ОВОС	Лист 80
Подп. и дата							0261-01-ОВОС	Лист 80
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 80

Почвенный покров данной территории представлен, в основном, *темно-серыми лесными почвами, черноземами типичными, типичными карбонатными*. Ниже приведена общая характеристика темно-серых лесных почв, черноземов типичных и черноземов типичных карбонатных.

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 (Акты выбора будут представлены вместе с проектной документацией).

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.

Влияние на растительный мир будет выражаться в непосредственном уничтожении сорной растительности с площадки строительства.

При проведении строительных работ, будут образовываться отходы производства и потребления.

Воздействие на наземный животный мир связано с усилением шумового воздействия на животных, обитающих в непосредственной близости от УПН Байтуганского месторождения.

Период эксплуатации

При эксплуатации проектируемого объекта воздействие на атмосферу будет происходить за счет:

По II этапу строительства:

- 1) **Площадка фильтров Ф-3,4.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7200);
- 2) **Площадка теплообменников Т-4,6.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7201);
- 3) **Площадка нефтенасосной оседающего насоса Н-02.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры от проектируемых насосов Н-02 (ист. 7202);
- 4) **Площадка нефтегазового сепаратора ГС-2.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7203);
- 5) **Площадка нефтегазового сепаратора ГС-1.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - залповые выбросы при аварийном срабатывании предохранительных клапанов сепаратора ГС-1 (поступает на газовую обвязку при последующем сжигании на факеле) (ист. 0001);
- 6) **Площадка подогревателя нефти ПП-1/2 (ПП-0,63).** Загрязнение атмосферы возможно за счет:

Взам. инв. №		Подп. и дата	Изм. № подл.							0261-01-ОВОС	Лист
	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- технологических выбросов продуктов сгорания газа из дымовых труб печей (ист.0031);
- неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7204);
- залповых выбросов при опорожнении трубопроводов на период ремонта (ист.0032);
- 7) **Площадка дренажной емкости ДЕ-13.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7205);
- 8) **Площадка дренажной емкости ДЕ-14.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - технологических выбросов из дыхательного клапана ДЕ-14 (ист. 0030);
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7206);
- 9) **Площадка установки дозирования химреагентов УДХ-5.1 и УДХ-5.2.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - залповых выбросов при включении принудительной вентиляции на установке УДХ для подачи деэмульгатора во время посещения обслуживающего персонала (ист. 0033, 0034);
- 10) **Склад химреагентов.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - технологических выбросов от вентиляции склада (ист.0035, 0036);

По III этапу строительства:

- 1) **Площадка управления потоками.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7207);

По IV этапу строительства:

- 1) **Площадка обезвоживания нефти на аппаратах БУОН-1/1 и БУОН-1/2.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7208);
- 2) **Площадка дренажной емкости ДЕ-16.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7209);
- 3) **Площадка резервуара товарной нефти РВС №3.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - Технологических выбросов из дыхательного клапана РВС-3 (ист. 0012);

По V этапу строительства:

- 1) **Площадка обессоливания и обезвоживания нефти на аппаратах ЭДГ-1,2.** Загрязнение атмосферы возможно за счет:
 - неорганизованных выбросов в результате утечек в уплотнениях и соединениях запорной арматуры (ист. 7210);
 - залповые выбросы при аварийном срабатывании предохранительных клапанов аппаратов ЭДГ-1,2 (жидкая фаза подается в дренажные емкости ДЕ-1 и ДЕ-2, газовая фаза на газовую обвязку при последующем сжигании на факеле) (ист. 0001);

Взам. инв. №							Иств. № подл.						Лист
	Подп. и дата							0261-01-ОВОС					
		Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

При соблюдении технологического режима транспорта, регулярном наблюдении за трубопроводами никаких выделений жидких углеводородов в водную среду не происходит.

Технологическая площадка с проектируемым оборудованием располагается на территории действующей УПН Байтуганского месторождения, в пределах существующего ограждения. Земли УПН Байтуганского месторождения имеют статус – земли промышленности. Дополнительного отвода земель не требуется. В связи с чем, дополнительной нагрузки на земельные ресурсы, при безаварийной работе проектируемых объектов не прогнозируется.

В животном мире на этапе эксплуатации произойдет постепенная адаптация большинства видов к химическому воздействию.

Воздействие на ихтиофауну на этапе эксплуатации оказываться не будет.

4.2 Оценка воздействия объекта на атмосферный воздух

4.2.1 Период демонтажа

Демонтажу подлежат следующие сооружения и оборудование:

1. Выкидной трубопровод от скв.811(сущ) до АГЗУ-13(сущ), Ø89х6,L=454м;
2. Выкидной трубопровод от скв.462(сущ) до АГЗУ-13А(сущ), Ø89х6, L=895м;
3. Выкидной трубопровод от скв.1644(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=52,6м;
4. Выкидной трубопровод от скв.1645(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=33,1м;
5. Выкидной трубопровод от скв.1708(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=298,4м;
6. Выкидной трубопровод от скв.1652(сущ) до АГЗУ-13(сущ), Ø89х6,L=790,1м;
7. Выкидной трубопровод от скв.410,413(сущ) до АГЗУ-27(сущ), Ø89х6,L=857,1м;
8. Выкидной трубопровод от скв.1086(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=50,0м;
9. Выкидной трубопровод от скв.1702(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=21,4м;
10. Выкидной трубопровод от скв.1089(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=33м;
11. Выкидной трубопровод от скв.1659(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=37,1м;
12. Выкидной трубопровод от скв.405(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=38,7м;
13. Существующие АГЗУ-20, 22, 27А, 33 типа «Спутник-АМ-40-14-60»;
14. Дренажная емкость, V=5м³;
15. Выкидной трубопровод от скважины №464(сущ) до точки врезки в выкидной трубопровод от скважины №810 (сущ) до АГЗУ-10 (сущ.), Ø89х6, L=18м;
16. Выкидной трубопровод от скв.810(сущ) до АГЗУ-10(сущ), Ø89х6,L=527,2м;
17. Выкидной трубопровод от скв.1088(сущ) до АГЗУ-27(сущ), Ø89х6,L=1184,2м;
18. Выкидной трубопровод от скв.1686(сущ) до АГЗУ-15(сущ), Ø89х6,L=1154,35м;
19. Выкидной трубопровод от скважины №1093(сущ) до точки врезки в выкидной трубопровод от скважины №1686 (сущ) до АГЗУ-15 (сущ.), Ø89х6, L=41,8м;
20. Выкидной трубопровод от скважины №1082(сущ) до точки врезки в выкидной трубопровод от скважины №1686 (сущ) до АГЗУ-15 (сущ.), Ø89х6, L=30,9м;
21. Выкидной трубопровод от скв.1693(сущ) до АГЗУ-15(сущ), Ø89х6,L=1235,3м;
22. Выкидной трубопровод от скв.403(сущ) до АГЗУ-27(сущ), Ø89х6,L=1284,7м;
23. Выкидной трубопровод от скв.447(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=1276,4м;
24. Выкидной трубопровод от скв.1707(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=1271,8м;
25. Выкидной трубопровод от скв.1709(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=996,3м;
26. Выкидной трубопровод от скв.1076(сущ) до АГЗУ-15(сущ), Ø89х6,L=1802м;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС		

64. Высоконапорный водовод на УПН, Ø159х8, L= 52,7м;
65. КТП-2шт.

Для рассматриваемых объектов, с целью оценки их воздействия в период строительства на состояние атмосферного воздуха, в настоящем разделе выполнены следующие виды работ:

- определен вклад в загрязнение атмосферы строительной техникой и автотранспортом, эксплуатируемым на строительной площадке;
- определен вклад в загрязнение атмосферы от газовой резки;

Техническое перевооружение проектируемого объекта оказывают негативное влияние на окружающую природную среду. Причем воздействие это не только прямое - непосредственное введение сторонних веществ или энергии в окружающую среду, но и косвенное - нарушение экологической целостности природного ландшафта, которое приводит к быстро или медленно проявляющемуся отрицательному последствию в отношении человека и различных популяций флоры и фауны.

а) Описание источников выбросов загрязняющих веществ

Основным видом воздействия в период строительства на состояние воздушного бассейна являются выбросы загрязняющих веществ.

Основными процессами, приводящими к загрязнению воздуха, являются:

- работа строительной техники, оборудования и автотранспорта;
- работа дизельной электростанции;
- сварочные работы;

Работа строительной техники, оборудования и автотранспорта

Большинство машин и механизмов используемых в подготовительный период работает на дизельном топливе.

В период строительства автотранспорт используется для перевозки труб, необходимого оборудования, материалов, рабочих и т.д., а, следовательно, в основном находится за пределами строительной площадки.

Погрузочно-разгрузочные работы рассредоточены по пунктам разгрузки и непосредственно в местах производства работ.

Доставка грузов, оборудования и строительной техники предусматривается автотранспортом, с обустройством временных площадок хранения и перевалки МТР.

Заправка автомобильной и строительной техники осуществляется в ближайшем населенном пункте Новое Усманово. Для дозаправки доставка топлива для стройтехники и автотранспорта на площадки строительства происходит с помощью топливозаправщика.

Электроснабжение осуществляется от передвижных электростанций. Сжатым воздухом строительство обеспечивается от передвижных компрессоров. Кислород и ацетилен завозятся в баллонах автотранспортом.

Доставка воды на технологические нужды осуществляется с пожарно-технических резервуаров (2х700м³) в которые в свою очередь вода попадает с хоз-технического Новоусмановского водозабора.

В качестве источника водоснабжения для пополнения противопожарных резервуаров и обеспечения технологических нужд УПН служит существующий

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

артезианский водозабор (скважина №16-дебит 18,0 м3/час и скважина №17-дебит 18,0 м3/час).

Строительный и бытовой мусор вывозится на согласованный полигон ТБО (по договору) для захоронения.

Строительство предусматривается укрупнённой комплексной бригадой, состоящих из специализированных звеньев для выполнения отдельных видов работ, сформированных с учётом возможного совмещения профессий.

Доставка секции труб на площадку строительства осуществляется по существующим автомобильным дорогам общего пользования.

Технологические трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор подвергнуть визуальному осмотру, и испытанию гидравлическим способом на прочность и плотность, и дополнительному испытанию на герметичность с определением падения давления.

На окончательной стадии строительства производятся работы по благоустройству территории, которые включают в себя:

- планировочные работы;
- техническую рекультивацию.

Основными процессами, приводящими к загрязнению воздуха в период проведения гидроиспытаний трубопроводов, являются работа нагнетающих насосов, компрессоров, наполнительно-опрессовочных агрегатов и другого оборудования.

При выполнении вышеперечисленных операций в результате работы строительной техники, автотранспорта и специального оборудования с отработанными газами двигателей внутреннего сгорания в атмосферу поступают следующие загрязняющие вещества: азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, сажа, бенз(а)пирен и углеводороды (бензин и керосин).

• Сварочные работы

Также источниками загрязнения атмосферы также являются выбросы загрязняющих веществ в период сварочных работ (газовой резки) при демонтаже существующих аппаратов и трубопроводов. Сварка производится непосредственно на площадках строительства. В процессе газовой резки в атмосферу выделяются: железа оксид, марганец и его соединения, азота диоксиды и азота оксиды, углерод оксид.

б) Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

В разделе «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» (том 7) определен перечень техники, используемой на период строительства. Приведено их количество и технические характеристики. Количество валовых выбросов загрязняющих веществ (тонн), поступающих в атмосферу, при использовании строительной техники на всех этапах строительства определено с использованием программы «АТП-Эколог» Версия 3.0. Программа реализует Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом). М., 1998 г.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
										86
			Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	

Валовые выбросы загрязняющих веществ образующиеся от используемой в процессе строительства оборудования и автотранспорта приведены в таблице 4.1-4.4.

Таблица 4.1 – Валовые выбросы загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники по строительства (демонтаж)

Код в-ва	Название вещества	Макс. выброс (г/с)	Валовые выбросы (т/период)
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,192556	0,178422
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,031291	0,028994
0328	Углерод (Сажа)	0,026961	0,025045
0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0,020045	0,018569
0337	Углерод оксид	0,184813	0,156533
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,003833	0,000869
2732	Керосин	0,045823	0,042745

Расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельной установки и сварочного агрегата проведен в программе «Дизель» Версия 3.0. Программа реализует 'Методику расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок'. НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2015 год.

Валовые выбросы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от дизельной установки АД-60, приведены в таблице 4.2, от сварочного агрегата АДД-4002 в таблице 4.3.

Таблица 4.2 - Валовые выбросы загрязняющих веществ от дизельной установки АД-16 на период строительства (демонтаж)

Код	Название вещества	Валовые выбросы	
		г/сек	т/период
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,0146489	0,008394
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0023804	0,001364
0328	Углерод черный (Сажа)	0,0008889	0,000523
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0048889	0,002745
0337	Углерод оксид	0,016000	0,009150
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1,7E-08	0,00000001
1325	Формальдегид	0,0001905	0,000105
2732	Керосин	0,0045714	0,002614

Таблица 4.3 - Валовые выбросы загрязняющих веществ от сварочного агрегата АД-4002 на период строительства (демонтаж)

Код	Название вещества	Валовые выбросы	
		г/сек	т/период
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,0146489	0,005504
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0023804	0,000894
0328	Углерод черный (Сажа)	0,0003556	0,000343
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0048889	0,0018

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
									87

0337	Углерод оксид	0,016000	0,006000
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1,7E-08	6E-09
1325	Формальдегид	0,0001905	0,000069
2732	Керосин	0,0045714	0,001714

Расчет выбросов загрязняющих веществ при проведении строительных работ проведен в программе «Сварка» Версия 3.0. Программа реализует «Методика расчёта выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей)», НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2015 год с учетом п.1.6.10 «Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», 2012 и Письма НИИ Атмосфера 07-2-200/16-0 от 28.04.2016г.

Валовые выбросы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от сварочного оборудования, приведены в таблицах 4.4.

Таблица 4.4 – Валовые выбросы загрязняющих веществ от сварки на период строительства (демонтаж)

Код	Название вещества	Валовые выбросы	
		г/с	т/период
0123	Железа оксид	0,014344	0,004131
0143	Марганец и его соединения	0,000211	0,000061
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,014244	0,004102
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,002315	0,000667
0337	Углерод оксид	0,017611	0,005072

Общий перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух при проведении работ по сносу и демонтажу представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Перечень загрязняющий веществ, выбрасываемых в атмосферу на период демонтажа объектов Байтуганского нефтяного месторождения

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКм.р (ОБУВ), мг/м ³	Выбросы вещества	
					г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
1	диЖелезо триоксид (железа оксид)	0123	3	0,04	0,014344	0,012394
2	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0143	2	0,01	0,000211	0,000182
3	Азота диоксид	0301	3	0,2	0,247583	0,243075
4	Азота оксид	0304	3	0,4	0,040232	0,039500
5	Углерод (пигмент черный)	0328	3	0,15	0,029992	0,029157
6	Сера диоксид	0330	3	0,5	0,034934	0,036724
7	Углерода оксид (угарный газ)	0337	4	5,0	0,254258	0,241199
8	Бенз/а/пирен	0703	1	0,000001	5,5E-08	0,000000076

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						88
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

9	Формальдегид (муравьиный альдегид)	1325	1	0,05	0,000667	0,000775
10	Бензин (нефтяной малосернистый)	2704	4	5,0	0,003833	0,000869
11	Керосин (керосин прямой перегонки)	2732		1,2	0,061109	0,063353
Итого:					0,687164	0,667228
Всего веществ					11	
Групп суммации					1	
азота диоксид+серы диоксид (2)					6204	0,279799

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период демонтажа объектов Байтуганского месторождения представлены в таблице 4.6.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							89
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 4.6

ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ НА ПЕРИОД ДЕМОНТАЖА ОБЪЕКТОВ БАЙТУГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		31	32												
																			Источники выделения загрязняющих веществ	Число часов работы в год	Периодичность запыления										Наименование источника выброса вредных веществ	Число источников выброса			Номер источника на карте-схеме	Высота источника, м	Диаметр устья, м	Параметры ГВС на выходе источника			Координаты на карте-схеме, м			Ширина аэрозольного источника, м	Загрязняющее вещество	
																																						Скорость, м/с	Объем на трубу, м³/с	Температура, С	точечной источник	линейный источник	Код		Наименование	Г/с
СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И	СП	П	И														
Временно действующие источники																																														
Организованные источники																																														
Неорганизованные источники																																														
Итого по организованным источникам:																																														
Итого по неорганизованным источникам:																																														
Итого:																																														

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Подп. и дата

Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

4.2.2 Период строительства

Для рассматриваемых объектов, с целью оценки их воздействия в период строительства на состояние атмосферного воздуха, в настоящем разделе выполнены следующие виды работ:

- определен вклад в загрязнение атмосферы строительной техникой и автотранспортом, эксплуатируемым на строительной площадке;
- определен вклад в загрязнение атмосферы при сварке;
- определен вклад в загрязнение атмосферы при окрасочных работах.

Техническое перевооружение проектируемого объекта оказывают негативное влияние на окружающую природную среду. Причем воздействие это не только прямое - непосредственное введение сторонних веществ или энергии в окружающую среду, но и косвенное - нарушение экологической целостности природного ландшафта, которое приводит к быстро или медленно проявляющемуся отрицательному последствию в отношении человека и различных популяций флоры и фауны.

а) Описание источников выбросов загрязняющих веществ

Основным видом воздействия в период строительства на состояние воздушного бассейна являются выбросы загрязняющих веществ.

Основными процессами, приводящими к загрязнению воздуха, являются:

- работа строительной техники, оборудования и автотранспорта;
- работа дизельной электростанции;
- антикоррозийные работы;
- сварочные работы;

Работа строительной техники, оборудования и автотранспорта

Большинство машин и механизмов используемых в подготовительный период работает на дизельном топливе.

В период строительства автотранспорт используется для перевозки труб, необходимого оборудования, материалов, рабочих и т.д., а, следовательно, в основном находится за пределами строительной площадки.

Погрузочно-разгрузочные работы рассредоточены по пунктам разгрузки и непосредственно в местах производства работ.

Доставка грузов, оборудования и строительной техники предусматривается автотранспортом, с обустройством временных площадок хранения и перевалки МТР.

Заправка автомобильной и строительной техники осуществляется в ближайшем населенном пункте Новое Усманово. Для дозаправки доставка топлива для стройтехники и автотранспорта на площадки строительства происходит с помощью топливозаправщика.

Электроснабжение осуществляется от передвижных электростанций. Сжатым воздухом строительство обеспечивается от передвижных компрессоров. Кислород и ацетилен завозятся в баллонах автотранспортом.

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						0261-01-ОВОС
Инв. № подл.	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Доставка воды на технологические нужды осуществляется с пожарно-технических резервуаров (2x700м³) в которые в свою очередь вода попадает с хоз-технического Новоусмановского водозабора.

В качестве источника водоснабжения для пополнения противопожарных резервуаров и обеспечения технологических нужд УПН служит существующий артезианский водозабор (скважина №16-дебит 18,0 м3/час и скважина №17-дебит 18,0 м3/час).

Строительный и бытовой мусор вывозится на согласованный полигон ТБО (по договору) для захоронения.

Строительство предусматривается укрупнённой комплексной бригадой, состоящих из специализированных звеньев для выполнения отдельных видов работ, сформированных с учётом возможного совмещения профессий.

Доставка секции труб на площадку строительства осуществляется по существующим автомобильным дорогам общего пользования.

Технологические трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор подвергнуть визуальному осмотру, и испытанию гидравлическим способом на прочность и плотность, и дополнительному испытанию на герметичность с определением падения давления.

На окончательной стадии строительства производятся работы по благоустройству территории, которые включают в себя:

- планировочные работы;
- техническую рекультивацию.

Основными процессами, приводящими к загрязнению воздуха в период проведения гидроиспытаний трубопроводов, являются работа нагнетающих насосов, компрессоров, наполнительно-опрессовочных агрегатов и другого оборудования.

При выполнении вышеперечисленных операций в результате работы строительной техники, автотранспорта и специального оборудования с отработанными газами двигателей внутреннего сгорания в атмосферу поступают следующие загрязняющие вещества: азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, сажа, бенз(а)пирен и углеводороды (бензин и керосин).

- **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 УОНИ-13/45, в процессе сварки в атмосферу выделяются: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая (SiO₂ – 20-70%), фториды и фтористый водород.

- **Антикоррозионные работы**

Для защиты от атмосферной коррозии наземные участки трубопроводов покрываются лакокрасочными материалами.

Взам. инв. №						Изм. № подл.						Лист
Подп. и дата											0261-01-ОВОС	
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

Поверхности проектируемых трубопроводов необходимо очистить от продуктов коррозии, обезжирить и покрыть грунтовкой марки ГФ-21. Затем по грунтовке эялью марки ПФ-115.

Так же можно применить аналоги покрытия, который будет соответствовать требованиям ЛНД компании ООО "БайТекс".

б) Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

В разделе «Проект организации строительства» (том 6) определен перечень техники, используемой на период строительства. Приведено их количество и технические характеристики. Количество валовых выбросов загрязняющих веществ (тонн), поступающих в атмосферу, при использовании строительной техники на всех этапах строительства определено с использованием программы «АТП-Эколог» Версия 3.0. Программа реализует Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом). М., 1998 г.

Валовые выбросы загрязняющих веществ, образующиеся от используемой в процессе строительства оборудования и автотранспорта, приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Валовые выбросы загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники на период строительства

Код в-ва	Название вещества	Макс. выброс (г/с)	Валовой выброс (т/период)
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,747610	5,520479
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,121487	0,897078
0328	Углерод (Сажа)	0,154320	0,960952
0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0,094128	0,626839
0337	Углерод оксид	1,335542	5,383186
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,006306	0,012643
2732	Керосин	0,218097	1,457849

Расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельной установки и 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.

Валовые выбросы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от дизельной установки АД-30, приведены в таблице 4.8, от сварочного агрегата АДД-4002 в таблице 4.9

Таблица 4.8 - Валовые выбросы загрязняющих веществ от дизельной установки АД-30 на период строительства

Код	Название вещества	Валовой выброс	
		г/сек	т/период
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,013938	0,095225
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,002265	0,015474

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
									93

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.

Валовые выбросы загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при проведении лакокрасочных работ приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Валовые выбросы загрязняющих веществ при лакокрасочных работах на период строительства

Код	Название	Без учёта газоочистки	
		г/сек	т/период
0616	Диметилбензол	0,052083	0,057375
2752	Уайт-спирит	0,019531	0,028125
2902	Взвешенные вещества	0,017188	0,031350

Общий перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух при проведении строительных работ представлен в таблице 4.12.

Таблица 4.12

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства объектов Байтуганского нефтяного месторождения

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКм.р (ОБУВ), мг/м ³	выбросы вещества	
					г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
1	диЖелезо триоксид (железа оксид)	0123	3	0,04	0,000721	0,004362
2	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0143	2	0,01	0,000062	0,000375
3	Азота диоксид	0301	3	0,2	0,775688	5,689469
4	Азот (II) оксид	0304	3	0,4	0,126049	0,924539
5	Углерод (пигмент черный)	0328	3	0,15	0,156606	0,974652
6	Сера диоксид	0330	3	0,5	0,104794	0,685659
7	Углерода оксид (углерод окись)	0337	4	5,0	1,376008	5,626918
8	Гидрофторид (Водород фторид)	0342	2	0,02	0,000127	0,000765
9	Фториды неорганические плохо растворимые	0344	2	0,2	0,000223	0,001346
10	Диметилбензол	0616	3	0,2	0,052083	0,057375
11	Бенз/а/пирен	0703	1	0,000001	0,00000004	0,000000252
12	Формальдегид (муравьиный альдегид)	1325	1	0,05	0,000508	0,002558
13	Бензин (нефтяной малосернистый)	2704	4	5,0	0,006306	0,012643
14	Керосин (керосин прямой перегонки)	2732		1,2	0,229525	1,526534

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

95

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

15	уайт-спирит	2752	1		0,019531	0,028125
16	взвешенные вещества	2902	3	0,5	0,017188	0,031350
17	Пыль неор.содерж: 70-20% SiO2	2908	3	0,3	0,000094	0,000571
Итого:					2,865513	15,567241
Всего веществ					17	
Групп суммации					4	
углерода оксид + пыль неор.: 70-20% SiO2 (2)					6046	5,627489
азота диоксид+серы диоксид (2)					6204	6,375128
серы диоксид + фтористый водород (2)					6205	0,686424
гидрофторид + фториды неорганические пл.растворимые (2)					6053	0,002111

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительства объектов Байтуганского месторождения представлены в таблице 4.13.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									96
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС			

4.2.3 Период эксплуатации

Инвентаризация существующих источников выбросов загрязняющих веществ на Байтуганском месторождении проводилась в «Проекте 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).

В соответствии с утвержденным проектом ПДВ источниками загрязнения атмосферного воздуха на Байтуганском месторождении являются:

- 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 пучевых 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);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

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

- 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);

При эксплуатации проектируемых объектов на Байтуганском нефтяном месторождении источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- 1) **Добывающие скважины и приустьевые площадки (57 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 ,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.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						0261-01-ОВОС	Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		99

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 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 4.14 - Таблица соответствия номеров источников загрязнения атмосферы

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

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
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.
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.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

101

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
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.
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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
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.
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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
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.
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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
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.
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.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
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.
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	Узлы задвижек №13 в районе	Неорганизованный

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
	неорганизованный	существующего стеклопластикового трубопровода в районе УПН	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.
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	Неорганизованный ист.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

Номер ИЗА	Наименование источника выброса	Источник выделения	Источник выброса
		б/н	
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.

Расчет неорганизованных выбросов загрязняющих веществ при утечках в уплотнениях и соединениях на узле запорно-регулирующей арматуры проведен в соответствии с РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от проектируемых объектов представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 - Валовые выбросы загрязняющих веществ от проектируемых объектов

Источники выброса	Технологические потоки	Выброс веществ	
		г/с	т/год
	1	10	11
Нефтедобывающая скважина, оборудованная ШГН (ист. №7265, 7267...7291 и 7295...7383)	Углекислый газ	0,000002	0,000050
	Азот	0,000014	0,000433
	Дигидросульфид	0,000002	0,000078
	Метан	0,000019	0,000606
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000071	0,002232
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000005	0,000151
	Итого:	0,000113	0,003548
Нефтедобывающая скважина, оборудованная ЭЦН (№№590, 809А) (ист. №7263, 7293)	Углекислый газ	0,000000	0,000013
	Азот	0,000004	0,000113
	Дигидросульфид	0,000001	0,000020
	Метан	0,000005	0,000158
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000019	0,000584
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000001	0,000039
	Итого:	0,000029	0,000928
Площадки АГЗУ -37,42 (ист. №7390, 7394)	Углекислый газ	0,000005	0,000168
	Азот	0,000046	0,001460
	Дигидросульфид	0,000008	0,000263
	Метан	0,000065	0,002045
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000239	0,007533

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

	Смесь углеводор.С6-С10	0,000016	0,000509
	Итого:	0,000141	0,004445
Площадки АГЗУ-14А, 18А, 39 (ист. №7387, 7388, 7391)	Углекислый газ	0,000006	0,000181
	Азот	0,000050	0,001569
	Дигидросульфид	0,000009	0,000282
	Метан	0,000070	0,002197
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000257	0,008092
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000017	0,000546
	Итого:	0,000408	0,012867
Площадки АГЗУ- 10А,13Б,40, 41, 43, 20А, 50 (ист. №7385, 7386, 7392, 7393, 7395, 7389, 7398)	Углекислый газ	0,000004	0,000131
	Азот	0,000036	0,001138
	Дигидросульфид	0,000006	0,000205
	Метан	0,000051	0,001594
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000186	0,005871
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000013	0,000396
	Итого:	0,000296	0,009336
Площадки АГЗУ-47, 49 (ист. №7396, 7398)	Углекислый газ	0,000003	0,000094
	Азот	0,000026	0,000816
	Дигидросульфид	0,000005	0,000147
	Метан	0,000036	0,001143
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000133	0,004210
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000009	0,000284
	Итого:	0,000212	0,006694
Узлы подключения АДПМ 9 очередь (ист. № 7399)	Углекислый газ	0,000045	0,001434
	Азот	0,000395	0,012456
	Дигидросульфид	0,000071	0,002242
	Метан	0,000553	0,017446
	Смесь углеводор.С5-С1	0,002037	0,064250
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000138	0,004338
	Итого:	0,003240	0,102165
УЗ №3 на площадке ДНС-2 (ист. №7400)	Углекислый газ	0,000004	0,000111
	Азот	0,000031	0,000966
	Дигидросульфид	0,000006	0,000174
	Метан	0,000043	0,001354
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000158	0,004985
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000011	0,000337
	Итого:	0,000251	0,007927
УЗ №5 в районе скв. 1625 (ист.№7401)	Углекислый газ	0,000005	0,000161
	Азот	0,000044	0,001396
	Дигидросульфид	0,000008	0,000251
	Метан	0,000062	0,001955
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000228	0,007200
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000015	0,000486
	Итого:	0,000363	0,011450

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

109

УЗ №6 в районе АГЗУ-13 (ист. №7402)	Углекислый газ	0,000005	0,000161
	Азот	0,000044	0,001396
	Дигидросульфид	0,000008	0,000251
	Метан	0,000062	0,001955
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000228	0,007200
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000015	0,000486
	Итого:	0,000363	0,011450
УЗ №№7, 24, 30, 52, 53 (ист. №7403, 7414, 7416, 7423, 7424)	Углекислый газ	0,000001	0,000037
	Азот	0,000010	0,000322
	Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	Метан	0,000014	0,000451
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000053	0,001662
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000004	0,000112
	Итого:	0,000084	0,002642
УЗ №8 в районе АГЗУ-13 и УЗ №9 в районе АГЗУ-18А (ист. № 7404, 7405)	Углекислый газ	0,000001	0,000037
	Азот	0,000010	0,000322
	Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	Метан	0,000014	0,000451
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000053	0,001662
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000004	0,000112
	Итого:	0,000084	0,002642
УЗ №№10, 16, 19, 22(а), 46(А), 72, 73, 77, 78 (ист. № 7406, 7408, 7410, 7412, 7426, 7427, 7431, 7432)	Углекислый газ	0,000003	0,000099
	Азот	0,000027	0,000859
	Дигидросульфид	0,000005	0,000155
	Метан	0,000038	0,001203
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000141	0,004431
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000009	0,000299
	Итого:	0,000223	0,007046
УЗ №13 в районе УПН и УЗ №48Б (ист. № 7407)	Углекислый газ	0,000002	0,000049
	Азот	0,000014	0,000430
	Дигидросульфид	0,000002	0,000077
	Метан	0,000019	0,000602
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000070	0,002216
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000005	0,000150
	Итого:	0,000112	0,003523
УЗ №№18, 22, 23, 32, 45(А), 47, 47(А), 71, 74, 75, 76 (ист. №7409, 7411, 7413, 7417, 7418, 7420, 7421, 7425, 7428, 7429, 7430)	Углекислый газ	0,000000	0,000012
	Азот	0,000003	0,000107
	Дигидросульфид	0,000001	0,000019
	Метан	0,000005	0,000150
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000018	0,000554
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000001	0,000037
	Итого:	0,000028	0,000881

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

110

УЗ №25 (ист. № 7415)	Углекислый газ	0,000002	0,000074
	Азот	0,000020	0,000644
	Дигидросульфид	0,000004	0,000116
	Метан	0,000029	0,000902
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000105	0,003323
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000007	0,000224
	Итого:	0,000168	0,005284
Камера пуска ОУ (ист. № 7433, 7435)	Углекислый газ	0,000002	0,000074
	Азот	0,000020	0,000644
	Дигидросульфид	0,000004	0,000116
	Метан	0,000029	0,000902
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000105	0,003323
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000007	0,000224
	Итого:	0,000168	0,005284
Камера приема ОУ (ист. № 7434, 7436)	Углекислый газ	0,000001	0,000037
	Азот	0,000010	0,000322
	Дигидросульфид	0,000002	0,000058
	Метан	0,000014	0,000451
	Смесь углеводор.С5-С1	0,000053	0,001662
	Смесь углеводор.С6-С10	0,000004	0,000112
	Итого:	0,000084	0,002642

Расчет выбросов загрязняющих веществ от дыхательного клапана дренажной емкости ДЕ-14 (ист. 0030) проводился в соответствии с «Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Новополюцк, 1997г и «Дополнения к «Методическим указаниям...», С-Петербург, 1999г. Результаты расчета представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 - *Выбросы загрязняющих веществ от дыхательного клапана дренажной емкости АГЗУ*

Источники выброса	Компоненты	Выброс веществ	
		г/с	т/год
Технологические выбросы из дыхательного клапана дренажной емкости (ист. № 0152, 0154...0178)	Сероводород	0,000007	0,000001
	Смесь углевод.С1-С5	0,008631	0,001190
	Смесь углевод. С6-С10	0,003192	0,000440
	Бензол	0,000042	0,000006
	Диметилбензол	0,000013	0,000002
	Метилбензол	0,000026	0,000004
ИТОГО:		0,011912	0,001642

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

111

Расчет залповых выбросов загрязняющих веществ при вентиляции помещения установок АГЗУ (ист. 0153, 0155, 0157,0159...0179).

Загазованность помещения технологического отсека установки АГЗУ создается за счет неорганизованных выбросов запорно-регулирующей арматуры, уплотнений насосов и фланцевых уплотнений, установленных внутри установки.

Расчет величин этих выбросов ведем в соответствии с РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».

Расчет количества выбросов, поступающих в помещение установки АГЗУ от утечек через запорно-регулирующую арматуру и уплотнения насосов оборудования установки, проводим в соответствии с «Методикой расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования» РМ 62-91-90. Результаты расчета представлены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 - Выброс вредных веществ при вентиляции помещения АГЗУ

Наименование источника	Наименование компонента	Код вещества	Выброс в атмосферу	
			г/с	т/год
Залповые выбросы из трубы УДХ-5/1,2 (ист. 0153, 0155, 0157,0159...0179)	дигидросульфид	0333	0,003646	0,000798
	метан	0410	0,028367	0,006212
	смесь пред. углеводородов C1-C5	0415	0,104474	0,022880
	смесь пред. углеводородов C6-C10	0416	0,007054	0,001545

Расчет выбросов загрязняющих веществ от капитального ремонта скважин
Результаты расчета представлены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 - Выброс вредных веществ при ремонте скважин

Наименование источника	Наименование компонента	Код вещества	Выброс в атмосферу	
			г/с	т/год
Монтаж-демонтаж КИПиА	дигидросульфид	0333	0,000114	0,001975
	метан	0410	0,000888	0,000002
	смесь пред. углеводородов C1-C5	0415	0,003270	0,000006
	смесь пред. углеводородов C6-C10	0416	0,000221	3,9739E-07
Ремонт арматуры	дигидросульфид	0906	0,0032800	0,008620
	метан	1401	0,0025080	0,006591
	смесь пред. углеводородов C1-C5	0621	0,0004720	0,001240
	смесь пред. углеводородов C6-C10	0619	0,000200	0,000526

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							112

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период эксплуатации от существующих и проектируемых объектов представлен в таблице 4.19.

Таблица 4.19 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от объектов обустройства IX очереди Байтуганского нефтяного месторождения

№ п/п	Наименование веществ	Код	Класс опасности	ПДКм.р. (ОБУВ), мг/м ³	Выброс вещества	
					г/с	т/год
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
постоянные источники						
организованные источники						
1	Дигидросульфид	0333	2	0,008	0,000100	0,000014
2	Смесь пред-х углеводородов С1-С5	0415	4	200,0	0,120840	0,016660
3	Смесь пред-х углеводородов С6-С10	0416	3	50,0	0,044694	0,006162
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 организованным источникам:					0,166769	0,022992
неорганизованные источники						
1	Дигидросульфид	0333	2	0,008	0,000430	0,013564
2	Метан	0410		50,0	0,003347	0,105538
3	Смесь пред-х углеводородов С1-С5	0415	4		0,012087	0,381178
4	Смесь пред-х углеводородов С6-С10	0416	3	50,0	0,000832	0,026243
Итого по неорганизованным источникам:					0,016696	0,526523
Итого по постоянным источникам					0,183464	0,549515
залповые выбросы						
организованные источники						
1	Дигидросульфид	0333	2	0,008	0,0510401	0,0111778
2	Метан	0410		50,0	0,3971416	0,0869740
3	Смесь пред-х углеводородов С1-С5	0415	4	200,0	1,4626291	1,4626291
4	Смесь пред-х углеводородов С6-С10	0416	3	50,0	0,0987514	0,0216265
Итого по организованным источникам:					2,009562	1,582407
неорганизованные источники						
1	Дигидросульфид	0333	2	0,008	0,0816704	0,1566299
2	Метан	0410		50,0	0,6354748	0,0004114
3	Смесь пред-х углеводородов С1-С5	0415	4	200,0	2,3403843	0,0015151
4	Смесь пред-х углеводородов С6-С10	0416	3	50,0	0,1580142	0,0001023
Итого по неорганизованным источникам:					3,215544	0,158659
Итого по залповым выбросам:					5,225106	1,741066
ИТОГО:					5,40857	2,290581
Всего веществ :					7	
Групп суммации					0	

Параметры выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации объектов IX очереди Байтуганского месторождения представлены в таблице 4.20.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			0261-01-ОВОС						113
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром Ысел	АГЗУ-20А емкость дренажная V=5м ³	1	8760	8760	счета	1			0160	0160	2,5	0,1		0,001			8.35-06	20,1	1 048	-4 074	-	-	-	-	-	Дигидросульфид			0,000007	0,000001	
																											Углевод пред. С1-С5			0,008631	0,001190
																											Углевод пред. С6-С10			0,003192	0,000440
																											Бензол			0,000042	0,000006
																											Диметилбензол			0,000013	0,000002
																											Метилбензол			0,000026	0,000004
Нефтепром Ысел	АГЗУ-37 емкость дренажная V=5м ³	1	8760	8760	счета	1			0162	0162	2,5	0,1		0,001			8.35-06	20,1	1 048	-4 074	-	-	-	-	-	Дигидросульфид			0,000007	0,000001	
																											Углевод пред. С1-С5			0,008631	0,001190
																											Углевод пред. С6-С10			0,003192	0,000440
																											Бензол			0,000042	0,000006
																											Диметилбензол			0,000013	0,000002
																											Метилбензол			0,000026	0,000004
Нефтепром Ысел	АГЗУ-39 емкость дренажная V=5м ³	1	8760	8760	счета	1			0164	0164	2,5	0,1		0,001			8.35-06	20,1	2 368	-4 973	-	-	-	-	-	Дигидросульфид			0,000007	0,000001	
																											Углевод пред. С1-С5			0,008631	0,001190
																											Углевод пред. С6-С10			0,003192	0,000440
																											Бензол			0,000042	0,000006
																											Диметилбензол			0,000013	0,000002
																											Метилбензол			0,000026	0,000004
Нефтепром Ысел	АГЗУ-40 емкость дренажная V=5м ³	1	8760	8760	счета	1			0166	0166	2,5	0,1		0,001			8.35-06	20,1	3 972	-2 175	-	-	-	-	-	Дигидросульфид			0,000007	0,000001	
																											Углевод пред. С1-С5			0,008631	0,001190
																											Углевод пред. С6-С10			0,003192	0,000440
																											Бензол			0,000042	0,000006
																											Диметилбензол			0,000013	0,000002
																											Метилбензол			0,000026	0,000004
Нефтепром Ысел	АГЗУ-41 емкость дренажная V=5м ³	1	8760	8760	счета	1			0168	0168	2,5	0,1		0,001			8.35-06	20,1	3 972	-2 175	-	-	-	-	-	Дигидросульфид			0,000007	0,000001	
																											Углевод пред. С1-С5			0,008631	0,001190
																											Углевод пред. С6-С10			0,003192	0,000440
																											Бензол			0,000042	0,000006
																											Диметилбензол			0,000013	0,000002
																											Метилбензол			0,000026	0,000004
Нефтепром Ысел	АГЗУ-42 емкость дренажная V=5м ³	1	8760	8760	счета	1			0170	0170	2,5	0,1		0,001			8.35-06	20,1	981	2 529	-	-	-	-	-	Дигидросульфид			0,000007	0,000001	
																											Углевод пред. С1-С5			0,008631	0,001190
																											Углевод пред. С6-С10			0,003192	0,000440
																											Бензол			0,000042	0,000006
																											Диметилбензол			0,000013	0,000002
																											Метилбензол			0,000026	0,000004
Нефтепром Ысел	АГЗУ-43 емкость дренажная V=5м ³	1	8760	8760	счета	1			0172	0172	2,5	0,1		0,001			8.35-06	20,1	2 368	-4 973	-	-	-	-	-	Дигидросульфид			0,000007	0,000001	
																											Углевод пред. С1-С5			0,008631	0,001190
																											Углевод пред. С6-С10			0,003192	0,000440
																											Бензол			0,000042	0,000006
																											Диметилбензол			0,000013	0,000002
																											Метилбензол			0,000026	0,000004

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

0261-01-ОВОС

Лист

115

Формат А4

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром Ысел	св. №1749	30		8760	площадка оборудования	1	7273		2										20,1	2 928	-3 553	2 930	-3 553	2		Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
Нефтепром Ысел	св. №465	30		8760	площадка оборудования	1	7273		2										20,1	3 087	-2 869	3 089	-2 869	2		Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232	
Нефтепром Ысел	св. №1242н	30		8760	площадка оборудования	1	7277		2										20,1	3 087	-2 869	3 089	-2 869	2		Смесь углев. С6-С10			0,000019	0,000606	
Нефтепром Ысел	св. №20А	30		8760	площадка оборудования	1	7279		2										20,1	3 087	-2 869	3 089	-2 869	2		Дигидросульфид			0,000019	0,000606	
Нефтепром Ысел	св. №1079	30		8760	площадка оборудования	1	7281		2										20,1	3 086	-2 875	3 088	-2 875	2		Смесь углев. С1-С5			0,000002	0,000078	
Нефтепром Ысел	св. №29А	30		8760	площадка оборудования	1	7283		2										20,1	3 087	-2 899	3 087	-2 899	2		Смесь углев. С6-С10			0,000071	0,002232	
Нефтепром Ысел	св. №1570А	30		8760	площадка оборудования	1	7283		2										20,1	3 290	-1 751	3 292	-1 751	2		Смесь углев. С1-С5			0,000005	0,000151	
Нефтепром Ысел	св. №1748	30		8760	площадка оборудования	1	7287		2										20,1	4 061	6 944	4 063	6 944	2		Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
Нефтепром Ысел	св. №1750	30		8760	площадка оборудования	1	7289		2										20,1	4 774	-188	4 776	-188	2		Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151	
Нефтепром Ысел	св. №584А	30		8760	площадка оборудования	1	7291		2										20,1	1 657	-4 290	1 659	-4 290	2		Дигидросульфид			0,000005	0,000151	
Нефтепром Ысел	св. №809А	30		8760	площадка оборудования	1	7293		2										20,1	1 119	-4 039	1 121	-4 039	2		Смесь углев. С1-С5			0,000001	0,000020	
Нефтепром Ысел																										Метан			0,000005	0,000158	
Нефтепром Ысел																										Смесь углев. С6-С10			0,000001	0,000039	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Подп. и дата	Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром ысел	скв. №569	30	8760	площадка	1	7295	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	4 075	-1 023	4 077	-1 023	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №1747	30	8760	площадка	1	7297	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	4 475	-950	4 477	-950	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №1751	30	8760	площадка	1	7299	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	4 469	-951	4 471	-951	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №1752	30	8760	площадка	1	7301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	4 839	-966	4 841	-966	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №511	30	8760	площадка	1	7303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	4 802	-652	4 804	-652	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №562	30	8760	площадка	1	7305	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	4 964	7 129	4 966	7 129	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №510	30	8760	площадка	1	7307	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	1 315	-2 139	1 317	-2 139	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №564	30	8760	площадка	1	7309	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	939	-2 597	941	-2 597	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №571	30	8760	площадка	1	7311	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	934	-2 584	936	-2 584	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №1007	30	8760	площадка	1	7313	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	945	-2 611	947	-2 611	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №1203	30	8760	площадка	1	7315	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	4 339	-85	4 341	-85	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром ысел	скв. №1014	30	8760	площадка	1	7317	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.1	3 724	-1 353	3 726	-1 353	2	-	Дигидросульфид			0,000002	0,000078	
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.	
Нефтепром Ысеп	св. №1211		30	8760	площадка	1			7319			2								20,1	3 742	-1 385	3 744	-1 385	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078	
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №572Н		30	8760	площадка	1			7321			2									20,1	3 731	-1 382	3 733	-1 382	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св.№463н		30	8760	площадка	1			7323			2									20,1	2 478	-2 081	2 480	-2 081	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №573		30	8760	площадка	1			7325			2									20,1	2 514	-4 624	2 516	-4 624	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №1019		30	8760	площадка	1			7327			2									20,1	2 478	-2 081	2 480	-2 081	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №581		30	8760	площадка	1			7329			2									20,1	2 514	-4 624	2 516	-4 624	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №575		30	8760	площадка	1			7231			2									20,1	2 741	1 744	2 743	1 744	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №576		30	8760	площадка	1			7335			2									20,1	3 871	-2 188	3 873	-2 188	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №1578		30	8760	площадка	1			7337			2									20,1	3 885	-2 211	3 887	-2 211	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №1231		30	8760	площадка	1			7339			2									20,1	3 906	-2 238	3 908	-2 238	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	
Нефтепром Ысеп	св. №1024		30	8760	площадка	1			7341			2									20,1	657	-1 074	659	-1 074	2		Дигидросульфид			0,00002	0,00078
					оборудования																						Метан			0,00019	0,000606	
																											Смесь углев.С1-С5			0,00071	0,002232	
																											Смесь углев.С6-С10			0,00005	0,000151	

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Инд. № подл. Подп. и дата Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром Ысеп	скв. №589	30		8760	площадка 1 оборудования	7343				20,1	3 305	-586	3 307	-586													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №437	30		8760	площадка 1 оборудования	7345				20,1	3 975	7 602	3 977	7 602													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1502	30		8760	площадка 1 оборудования	7347				20,1	2 559	-2 981	2 561	-2 981													Дигидросульфид			0,000005	0,000151
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1620	30		8760	площадка 1 оборудования	7349				20,1	2 482	-3 457	2 484	-3 457													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1025	30		8760	площадка 1 оборудования	7351				20,1	1 358	1 487	1 360	1 487													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1044	30		8760	площадка 1 оборудования	7355				20,1	1 308	1 502	1 310	1 502													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1222	30		8760	площадка 1 оборудования	7357				20,1	3 296	6 612	3 298	6 612													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1721Н	30		8760	площадка 1 оборудования	7359				20,1	1 500	2 351	1 502	2 351													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1586	30		8760	площадка 1 оборудования	7361				20,1	1 567	2 307	1 569	2 307													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №1647	30		8760	площадка 1 оборудования	7363				20,1	1 807	2 004	1 809	2 004													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151
Нефтепром Ысеп	скв. №554	30		8760	площадка 1 оборудования	7365				20,1	801	-3 576	803	-3 576													Дигидросульфид			0,000002	0,000078
																											Метан			0,000019	0,000606
																											Смесь углев. С1-С5			0,000071	0,002232
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000151

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Подп. и дата

Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.		
Нефтепродукт ысел	ска. №459н		30	8760	площадка 1	оборудования			7367			2								20,1	2 111	1 617	2 114	1 617	2					0,00002	0,000078		
Нефтепродукт ысел	ска. №478		30	8760	площадка 1	оборудования			7369			2								20,1	1 223	583	1 225	583	2						0,00005	0,000151	
Нефтепродукт ысел	ска. №1230		30	8760	площадка 1	оборудования			7371			2								20,1	947	-224	947	-224	2						0,00005	0,000151	
Нефтепродукт ысел	ска. №1037		30	8760	площадка 1	оборудования			7373			2								20,1	947	-224	947	-224	2						0,00002	0,000078	
Нефтепродукт ысел	ска. №1694н		30	8760	площадка 1	оборудования			7375			2								20,1	947	-224	947	-224	2						0,00002	0,000078	
Нефтепродукт ысел	ска. №1214		30	8760	площадка 1	оборудования			7377			2								20,1	947	-224	947	-224	2						0,00002	0,000078	
Нефтепродукт ысел	ска. №1599н		30	8760	площадка 1	оборудования			7379			2								20,1	947	-224	947	-224	2						0,00002	0,000078	
Нефтепродукт ысел	ска. №499н		30	8760	площадка 1	оборудования			7381			2								20,1	947	-224	947	-224	2						0,00002	0,000078	
Нефтепродукт ысел	ска. №499Ан		30	8760	площадка 1	оборудования			7383			2								20,1	947	-224	947	-224	2						0,00002	0,000078	
Нефтепродукт ысел	оборудован не АГЗУ- 10А	161		8760	площадка 1	оборудования			7385			2								20,1	981	2 529	981	2 529	10						0,00009	0,000282	
Нефтепродукт ысел	оборудован не АГЗУ- 13Б	161		8760	площадка 1	оборудования			7386			2								20,1	4 378	-64	4 388	-64	10						0,00009	0,000282	
Нефтепродукт ысел	оборудован не АГЗУ- 14А	161		8760	площадка 1	оборудования			7387			2								20,1	3 031	-2 942	3 041	-2 942	10						0,00008	0,000263	
																															0,00005	0,0002045	
																																0,000239	0,007533
																																0,000016	0,000509

Изм.

Код.уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

Подп. и дата

Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Лист

121

Формат А4

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ- 18А	161		8760		площадка оборудования	1		7388		2									20,1	4 135	-1 013	4 145	-1 013	10		Дигидросульфид			0,000008	0,000263
																											Метан			0,000065	0,002045
																											Смесь углев.С1-С5			0,000239	0,007533
																											Смесь углев.С6-С10			0,000016	0,000509
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ- 20А	161		8760		площадка оборудования	1		7389		2									20,1	1 048	-4 074	1 058	-4 074	10		Дигидросульфид			0,000009	0,000282
																											Метан			0,000070	0,002197
																											Смесь углев.С1-С5			0,000257	0,008092
																											Смесь углев.С6-С10			0,000017	0,000546
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-37	161		8760		площадка оборудования	1		7390		2									20,1	981	2 529	981	2 529	10		Дигидросульфид			0,000001	0,000020
																											Метан			0,000005	0,000158
																											Смесь углев.С1-С5			0,000019	0,000584
																											Смесь углев.С6-С10			0,000001	0,000039
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-39	161		8760		площадка оборудования	1		7391		2									20,1	2 368	-4 973	2 378	-4 973	10		Дигидросульфид			0,000009	0,000282
																											Метан			0,000070	0,002197
																											Смесь углев.С1-С5			0,000019	0,000584
																											Смесь углев.С6-С10			0,000017	0,000546
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-40	161		8760		площадка оборудования	1		7392		2									20,1	3 972	-2 175	3 982	-2 175	10		Дигидросульфид			0,000009	0,000282
																											Метан			0,000070	0,002197
																											Смесь углев.С1-С5			0,000257	0,008092
																											Смесь углев.С6-С10			0,000017	0,000546
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-41	161		8760		площадка оборудования	1		7393		2									20,1	1 048	-4 074	1 058	-4 074	10		Дигидросульфид			0,000009	0,000282
																											Метан			0,000070	0,002197
																											Смесь углев.С1-С5			0,000257	0,008092
																											Смесь углев.С6-С10			0,000017	0,000546
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-42	161		8760		площадка оборудования	1		7394		2									20,1	981	2 529	981	2 529	10		Дигидросульфид			0,000009	0,000282
																											Метан			0,000070	0,002197
																											Смесь углев.С1-С5			0,000257	0,008092
																											Смесь углев.С6-С10			0,000017	0,000546
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-43	161		8760		площадка оборудования	1		7395		2									20,1	1 048	-4 074	1 058	-4 074	10		Дигидросульфид			0,000009	0,000282
																											Метан			0,000070	0,002197
																											Смесь углев.С1-С5			0,000257	0,008092
																											Смесь углев.С6-С10			0,000017	0,000546
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-47	161		8760		площадка оборудования	1		7396		2									20,1	981	2 529	981	2 529	10		Дигидросульфид			0,000005	0,000147
																											Метан			0,000036	0,001143
																											Смесь углев.С1-С5			0,000133	0,004210
																											Смесь углев.С6-С10			0,000009	0,000284
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-49	161		8760		площадка оборудования	1		7397		2									20,1	1 048	-4 074	1 058	-4 074	10		Дигидросульфид			0,000005	0,000147
																											Метан			0,000036	0,001143
																											Смесь углев.С1-С5			0,000133	0,004210
																											Смесь углев.С6-С10			0,000009	0,000284
Нефтепром ысел	оборудован не АГЗУ-50	161		8760		площадка оборудования	1		7398		2									20,1	981	2 529	981	2 529	10		Дигидросульфид			0,000009	0,000282
																											Метан			0,000070	0,002197
																											Смесь углев.С1-С5			0,000257	0,008092
																											Смесь углев.С6-С10			0,000017	0,000546

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

0261-01-ОВОС

Лист

122

Формат А4

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепромысел	проект. узлы	58			8760	площадка	1	7399				2								20							Дигидросульфид			0,000071	0,002242
	подлепч.					оборудования																					Метан			0,000553	0,017446
	АДЦМ																										Смесь углевод. С1-С5			0,002037	0,064250
Нефтепромысел	УЗ №3 на ДНС-2	52			8760	площадка	1	7400				2								20							Смесь углевод. С6-С10			0,000138	0,004338
	высел					оборудования																					Дигидросульфид			0,000006	0,000114
																											Метан			0,000043	0,001354
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000158	0,004985
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000011	0,000337
Нефтепромысел	УЗ №5 в районе скв.1625	52			8760	площадка	1	7401				2								20							Дигидросульфид			0,000008	0,000251
	высел					оборудования																					Метан			0,000062	0,001955
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000228	0,007200
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000015	0,000486
Нефтепромысел	УЗ №6 в районе АГЗУ-13	63			8760	площадка	1	7402				2								20							Дигидросульфид			0,000008	0,000251
	высел					оборудования																					Метан			0,000062	0,001955
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000228	0,007200
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000015	0,000486
Нефтепромысел	УЗ №7 в районе скв.1625	9			8760	площадка	1	7403				2								20							Дигидросульфид			0,000002	0,000058
	высел					оборудования																					Метан			0,000014	0,000451
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000053	0,001662
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №8 в районе АГЗУ-13	63			8760	площадка	1	7404				2								20							Дигидросульфид			0,000002	0,000058
	высел					оборудования																					Метан			0,000014	0,000451
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000053	0,001662
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №9 в районе АГЗУ-18А	28			8760	площадка	1	7405				2								20							Дигидросульфид			0,000002	0,000058
	высел					оборудования																					Метан			0,000014	0,000451
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000053	0,001662
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000004	0,000112
Нефтепромысел	УЗ №10 в районе АГЗУ-18А	16			8760	площадка	1	7406				2								20							Дигидросульфид			0,000005	0,000155
	высел					оборудования																					Метан			0,000038	0,001203
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000141	0,004431
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №13 в районе буш. УПН	16			8760	площадка	1	7407				2								20							Дигидросульфид			0,000002	0,000077
	высел					оборудования																					Метан			0,000019	0,000602
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000070	0,002216
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000005	0,000150
Нефтепромысел	УЗ №16 в районе АГЗУ-27А	52			8760	площадка	1	7408				2								20							Дигидросульфид			0,000005	0,000155
	высел					оборудования																					Метан			0,000038	0,001203
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000141	0,004431
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000009	0,000299
Нефтепромысел	УЗ №18 в районе пост.поного перех.М. Якинул	52			8760	площадка	1	7409				2								20							Дигидросульфид			0,000001	0,000019
	высел					оборудования																					Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углевод. С1-С5			0,000018	0,000554
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000001	0,000037

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.

Код.уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

0261-01-ОВОС

Лист

123

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром Ысел	УЗ №19 в районе перед водным перех.М. Якшикул	63			8760	площадка 1 оборудования	1		7410		2									20						Дигидросульфид			0,000005	0,000155	
																										Метан			0,000038	0,001203	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000431	0,004431	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000009	0,000299	
Нефтепром Ысел	УЗ №22 в районе АГЗУ-14	9			8760	площадка 1 оборудования	1		7411		2									20						Дигидросульфид			0,000001	0,000019	
																										Метан			0,000005	0,000150	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000018	0,000554	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000001	0,000037	
Нефтепром Ысел	УЗ №22(8) в районе АГЗУ-14	63			8760	площадка 1 оборудования	1		7412		2									20						Дигидросульфид			0,000005	0,000155	
																										Метан			0,000038	0,001203	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000141	0,004431	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000009	0,000299	
Нефтепром Ысел	УЗ №23 в районе оборудования	28			8760	площадка 1 оборудования	1		7413		2									20						Дигидросульфид			0,000001	0,000019	
																										Метан			0,000005	0,000150	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000018	0,000554	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000001	0,000037	
Нефтепром Ысел	УЗ №24 в районе АГЗУ-14А	16			8760	площадка 1 оборудования	1		7414		2									20						Дигидросульфид			0,000002	0,000058	
																										Метан			0,000014	0,000451	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000053	0,001662	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000004	0,000112	
Нефтепром Ысел	УЗ №25 в районе оборудования	16			8760	площадка 1 оборудования	1		7415		2									20						Дигидросульфид			0,000004	0,000116	
																										Метан			0,000029	0,000902	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000105	0,003323	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000007	0,000224	
Нефтепром Ысел	УЗ №30 в районе развилки дороги на АГЗУ-30	52			8760	площадка 1 оборудования	1		7416		2									20						Дигидросульфид			0,000002	0,000058	
																										Метан			0,000014	0,000451	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000053	0,001662	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000004	0,000112	
Нефтепром Ысел	УЗ №32 в районе скв.1650	63			8760	площадка 1 оборудования	1		7417		2									20						Дигидросульфид			0,000001	0,000019	
																										Метан			0,000005	0,000150	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000018	0,000554	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000001	0,000037	
Нефтепром Ысел	УЗ №45(А) в районе оборудования	9			8760	площадка 1 оборудования	1		7418		2									20						Дигидросульфид			0,000001	0,000019	
																										Метан			0,000005	0,000150	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000018	0,000554	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000001	0,000037	
Нефтепром Ысел	УЗ №46(А) в районе оборудования	63			8760	площадка 1 оборудования	1		7419		2									20						Дигидросульфид			0,000005	0,000155	
																										Метан			0,000038	0,001203	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000141	0,004431	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000009	0,000299	
Нефтепром Ысел	УЗ №47(А) в районе оборудования	28			8760	площадка 1 оборудования	1		7420		2									20						Дигидросульфид			0,000001	0,000019	
																										Метан			0,000005	0,000150	
																										Смесь углев.С1-С5			0,000018	0,000554	
																										Смесь углев.С6-С10			0,000001	0,000037	

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром ысел	УЗ №47	16			8760	площадка оборудования	1		7421			2								20							Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №48(ВА)	16			8760	площадка оборудования	1		7422											20							Дигидросульфид			0,000002	0,000077
																											Метан			0,000019	0,000602
																											Смесь углев. С1-С5			0,000070	0,002216
																											Смесь углев. С6-С10			0,000005	0,000150
Нефтепром ысел	УЗ №52	63			8760	площадка оборудования	1		7423			2								20							Дигидросульфид			0,000002	0,000058
																											Метан			0,000014	0,000451
																											Смесь углев. С1-С5			0,000053	0,001662
																											Смесь углев. С6-С10			0,000004	0,000112
Нефтепром ысел	УЗ №53	9			8760	площадка оборудования	1		7424			2								20							Дигидросульфид			0,000002	0,000058
																											Метан			0,000014	0,000451
																											Смесь углев. С1-С5			0,000053	0,001662
Нефтепром ысел	УЗ №71	63			8760	площадка оборудования	1		7425			2								20							Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №72	28			8760	площадка оборудования	1		7426			2								20							Дигидросульфид			0,000001	0,000037
																											Метан			0,000005	0,000155
																											Смесь углев. С1-С5			0,000038	0,001203
Нефтепром ысел	УЗ №73	16			8760	площадка оборудования	1		7427			2								20							Смесь углев. С6-С10			0,000009	0,000299
																											Дигидросульфид			0,000005	0,000155
																											Метан			0,000038	0,001203
Нефтепром ысел	УЗ №74	16			8760	площадка оборудования	1		7428			2								20							Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №75	16			8760	площадка оборудования	1		7429			2								20							Дигидросульфид			0,000001	0,000037
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №76	16			8760	площадка оборудования	1		7430			2								20							Смесь углев. С6-С10			0,000001	0,000037
																											Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №77	63			8760	площадка оборудования	1		7431			2								20							Смесь углев. С6-С10			0,000001	0,000037
																											Дигидросульфид			0,000005	0,000155
																											Метан			0,000038	0,001203
Нефтепром ысел	УЗ №78	16			8760	площадка оборудования	1		7432			2								20							Смесь углев. С1-С5			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С6-С10			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №79	16			8760	площадка оборудования	1		7433			2								20							Дигидросульфид			0,000001	0,000037
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №80	16			8760	площадка оборудования	1		7434			2								20							Смесь углев. С6-С10			0,000001	0,000037
																											Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №81	16			8760	площадка оборудования	1		7435			2								20							Смесь углев. С6-С10			0,000001	0,000037
																											Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №82	16			8760	площадка оборудования	1		7436			2								20							Смесь углев. С6-С10			0,000001	0,000037
																											Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554
Нефтепром ысел	УЗ №83	16			8760	площадка оборудования	1		7437			2								20							Смесь углев. С6-С10			0,000001	0,000037
																											Дигидросульфид			0,000001	0,000019
																											Метан			0,000005	0,000150
																											Смесь углев. С1-С5			0,000018	0,000554

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Нефтепром ысел	УЗ №78 по трассе	9			8760	площадка	1			7432		2								20							Дипдросульфид			0,000005	0,000155
	АГЗУ-11-УЛПН					оборудования																					Смесь углевод. С1-С5			0,000138	0,001203
	в районе АГЗУ-27А																										Смесь углевод. С6-С10			0,000431	0,004431
Нефтепром ысел	Камера пушка ОУ	18			8760	площадка	1			7433		2								20							Дипдросульфид			0,000004	0,000116
	АГЗУ-11-УЛПН					оборудования																					Метан			0,000029	0,000902
	АГЗУ-11-УЛПН																										Смесь углевод. С1-С5			0,000105	0,003323
Нефтепром ысел	Камера прелева ОУ	9			8760	площадка	1			7434		2									20						Дипдросульфид			0,000002	0,000058
	АГЗУ-11-УЛПН					оборудования																					Метан			0,00014	0,000451
	АГЗУ-11-УЛПН																										Смесь углевод. С1-С5			0,000053	0,001662
	АГЗУ-11-УЛПН																										Смесь углевод. С6-С10			0,000004	0,000112
Нефтепром ысел	Камера пушка ОУ	18			8760	площадка	1			7435		2									20						Дипдросульфид			0,000004	0,000116
	АГЗУ-11-УЛПН					оборудования																					Метан			0,000029	0,000902
	АГЗУ-35-УЛПН																										Смесь углевод. С1-С5			0,000105	0,003323
	АГЗУ-35-УЛПН																										Смесь углевод. С6-С10			0,000007	0,000224
Нефтепром ысел	Камера прелева ОУ	9			8760	площадка	1			7436		2									20						Дипдросульфид			0,000002	0,000058
	АГЗУ-11-УЛПН					оборудования																					Метан			0,000014	0,000451
	АГЗУ-35-УЛПН																										Смесь углевод. С1-С5			0,000053	0,001662
	АГЗУ-35-УЛПН																										Смесь углевод. С6-С10			0,000004	0,000112
Итого по неорганизованным выбросам:																														0,000000	0,000000
Итого по постояннодействующим выбросам:																														0,000000	0,000000

Запловые и аварийные выбросы

Организованные источники

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
АГЗУ-10А	аварийное срабатывание	1			0,000	Труба	1			0153	5,5			0,1				0,165		20,7	4378	-64					Дипдросульфид			0,001957	0,000004
	ПСК																										Метан			0,015231	0,000027
																											Смесь углевод. С1-С5			0,056095	0,000101
АГЗУ-10А	вентиляция помещения	1			0,91	вентвыброс	1			0153	5,5			0,1				0,4167		20,7	4378	-64					Смесь углевод. С6-С10			0,003787	0,000007
	АГЗУ																										Дипдросульфид			0,003646	0,000798
																											Метан			0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5			0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10			0,007054	0,001545
АГЗУ-13В	аварийное срабатывание	1			0,000	Труба	1			0155	5,5			0,1				0,165		20,7	4378	-64					Дипдросульфид			0,001957	0,000004
	ПСК																										Метан			0,015231	0,000027
																											Смесь углевод. С1-С5			0,056095	0,000101
АГЗУ-13В	вентиляция помещения	1			0,91	вентвыброс	1			0155	5,5			0,1				0,4167		20,7	4378	-64					Смесь углевод. С6-С10			0,003787	0,000007
	АГЗУ																										Дипдросульфид			0,003646	0,000798
																											Метан			0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5			0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10			0,007054	0,001545
АГЗУ-14А	аварийное срабатывание	1			0,000	Труба	1			0157	5,5			0,1				0,165		20,7	3031	-2042					Дипдросульфид			0,002811	0,000005
	ПСК																										Метан			0,021870	0,000039
																											Смесь углевод. С1-С5			0,080546	0,000145
																											Смесь углевод. С6-С10			0,005438	0,000010

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.	
АГЗУ-1А	вентиляция помещения АГЗУ		1		0,91	вентвыброс	1		0,157	5,5	0,1							0,4167	20,7	3031	-2942					Дигидросульфид				0,003646	0,000798	
																											Метан				0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5				0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10				0,007054	0,001545
АГЗУ-1В	аварийное срабатывание ПСК		1		0,0017	Труба	1		0,159	5,5	0,1							0,165	20,7	4141	-1050					Дигидросульфид				0,002811	0,000005	
																											Метан				0,021870	0,000039
																											Смесь углевод. С1-С5				0,080546	0,000145
																											Смесь углевод. С6-С10				0,005438	0,000010
АГЗУ-1В	вентиляция помещения АГЗУ		1		0,91	вентвыброс	1		0,159	5,5	0,1							0,4167	20,7	4141	-1050					Дигидросульфид				0,003646	0,000798	
																											Метан				0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5				0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10				0,007054	0,001545
АГЗУ-20А	аварийное срабатывание ПСК		1		0,0017	Труба	1		0,161	5,5	0,1							0,165	20,7	1048	-4074					Дигидросульфид				0,001606	0,000003	
																											Метан				0,012497	0,000022
																											Смесь углевод. С1-С5				0,046026	0,000083
																											Смесь углевод. С6-С10				0,003108	0,000006
АГЗУ-20А	вентиляция помещения АГЗУ		1		0,91	вентвыброс	1		0,161	5,5	0,1							0,4167	20,7	1048	-4074					Дигидросульфид				0,003646	0,000798	
																											Метан				0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5				0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10				0,007054	0,001545
АГЗУ-37	аварийное срабатывание ПСК		1		0,0017	Труба	1		0,163	5,5	0,1							0,165	20,7	4378	-64					Дигидросульфид				0,001957	0,000004	
																											Метан				0,015231	0,000027
																											Смесь углевод. С1-С5				0,056095	0,000101
																											Смесь углевод. С6-С10				0,003787	0,000007
АГЗУ-37	вентиляция помещения АГЗУ		1		0,91	вентвыброс	1		0,163	5,5	0,1							0,4167	20,7	4378	-64					Дигидросульфид				0,003646	0,000798	
																											Метан				0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5				0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10				0,007054	0,001545
АГЗУ-39	аварийное срабатывание ПСК		1		0,0017	Труба	1		0,165	5,5	0,1							0,165	20,7	2368	-4973					Дигидросульфид				0,001957	0,000004	
																											Метан				0,015231	0,000027
																											Смесь углевод. С1-С5				0,056095	0,000101
																											Смесь углевод. С6-С10				0,003787	0,000007
АГЗУ-39	вентиляция помещения АГЗУ		1		0,91	вентвыброс	1		0,165	5,5	0,1							0,4167	20,7	2368	-4973					Дигидросульфид				0,003646	0,000798	
																											Метан				0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5				0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10				0,007054	0,001545
АГЗУ-40	аварийное срабатывание ПСК		1		0,0017	Труба	1		0,167	5,5	0,1							0,165	20,7	3972	-2175					Дигидросульфид				0,001957	0,000004	
																											Метан				0,015231	0,000027
																											Смесь углевод. С1-С5				0,056095	0,000101
																											Смесь углевод. С6-С10				0,003787	0,000007
АГЗУ-40	вентиляция помещения АГЗУ		1		0,91	вентвыброс	1		0,167	5,5	0,1							0,4167	20,7	3972	-2175					Дигидросульфид				0,003646	0,000798	
																											Метан				0,028367	0,006212
																											Смесь углевод. С1-С5				0,104474	0,104474
																											Смесь углевод. С6-С10				0,007054	0,001545
АГЗУ-41	аварийное срабатывание ПСК		1		0,0017	Труба	1		0,169	5,5	0,1							0,165	20,7	1048	-4074					Дигидросульфид				0,001606	0,000003	
																											Метан				0,012497	0,000022
																											Смесь углевод. С1-С5				0,046026	0,000083
																											Смесь углевод. С6-С10				0,003108	0,000006

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Код.уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Связана № 590	ремонт	1	1	0,25	1					7264									20,1	2356	-5073	2358	-5073	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
	демонтаж																										Метан			0,000888	0,000002
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
Связана № 565	ремонт	1	1	0,08	0,3					7266									20,1	2372	-5076	2374	-5076	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
	арматуры																										Метан			0,009530	0,000005
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
Связана № 565	ремонт	1	1	0,25	1					7266									20,1	2372	-5076	2374	-5076	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
	демонтаж																										Метан			0,000888	0,000002
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
Связана № 1004	ремонт	1	1	0,08	0,3					7268									20,1	2382	-5086	2384	-5086	2		Дигидросульфид			0,000221	3,9739E-07	
	арматуры																										Метан			0,009530	0,000005
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
Связана № 1004	ремонт	1	1	0,25	1					7268									20,1	2382	-5086	2384	-5086	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
	демонтаж																										Метан			0,000888	0,000002
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
Связана № 1738А	ремонт	1	1	0,08	0,3					7270									20,1	5741	5468	5743	5468	2		Дигидросульфид			0,000221	3,9739E-07	
	арматуры																										Метан			0,009530	0,000005
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
Связана № 1738А	ремонт	1	1	0,25	1					7270									20,1	5741	5468	5743	5468	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
	демонтаж																										Метан			0,000888	0,000002
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
Связана № 512Н	ремонт	1	1	0,08	0,3					7272									20,1	5009	-63	5011	-63	2		Дигидросульфид			0,000221	3,9739E-07	
	арматуры																										Метан			0,009530	0,000005
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
Связана № 512Н	ремонт	1	1	0,25	1					7272									20,1	5009	-63	5011	-63	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
	демонтаж																										Метан			0,000888	0,000002
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
Связана № 1749	ремонт	1	1	0,08	0,3					7274									20,1	2928	-3553	2930	-3553	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
	арматуры																										Метан			0,009530	0,000005
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
Связана № 1749	ремонт	1	1	0,25	1					7274									20,1	2928	-3553	2930	-3553	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
	демонтаж																										Метан			0,000888	0,000002
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
Связана № 1749	ремонт	1	1	0,08	0,3					7274									20,1	2928	-3553	2930	-3553	2		Дигидросульфид			0,000221	3,9739E-07	
	арматуры																										Метан			0,009530	0,000005
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
Связана № 1749	ремонт	1	1	0,25	1					7274									20,1	2928	-3553	2930	-3553	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
	демонтаж																										Метан			0,000888	0,000002
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
Связана № 1749	ремонт	1	1	0,08	0,3					7274									20,1	2928	-3553	2930	-3553	2		Дигидросульфид			0,000221	3,9739E-07	
	арматуры																										Метан			0,009530	0,000005
	КИПНА																										Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Скважина № 465	ремонт арматуры	1		0,08	0,3				7276										20,1	3087	-2869	3089	-2869	2		Дигидросульфид			0,01225	0,000593	
																											Метан			0,009530	0,000005
																											Смесь углев.С1-С5			0,035097	0,000019
																											Смесь углев.С6-С10			0,0002370	0,000001
Скважина № 465	монтаж-демонтаж КИПиА	1		0,25	1				7276										20,1	3087	-2869	3089	-2869	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
																											Метан			0,000888	0,000002
																											Смесь углев.С1-С5			0,0003270	0,000006
																											Смесь углев.С6-С10			0,000221	3,9739Е-07
Скважина № 1242Н	ремонт арматуры	1		0,08	0,3				7278										20,1	3086	-2875	3088	-2875	2		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	1				7278										20,1	3086	-2875	3088	-2875	2		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 № 420А	ремонт арматуры	1		0,08	0,3				7280										20,1	3086	-2875	3088	-2875	2		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	1				7280										20,1	3086	-2875	3088	-2875	2		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	0,3				7282										20,1	3086	-2875	3088	-2875	2		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	1				7282										20,1	3086	-2875	3088	-2875	2		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	0,3				7284										20,1	3087	-2899	3089	-2899	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																											Метан			0,009530	0,000005
																											Смесь углев.С1-С5			0,035097	0,000019
																											Смесь углев.С6-С10			0,002370	0,000006
Скважина № 429А	монтаж-демонтаж КИПиА	1		0,25	1				7284										20,1	3087	-2899	3089	-2899	2		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

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Подп. и дата

Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Свая № 1670А	ремонт арматуры	1	1	0,08	0,3				7286										20,1	3290	-1751	3292	-1751	2		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
Свая № 1670А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	1	0,25	1				7286										20,1	3290	-1751	3292	-1751	2		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
Свая № 1748	ремонт арматуры	1	1	0,08	0,3				7288										20,1	4061	6944	4063	6944	2		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
Свая № 1748	монтаж-демонтаж КИПиА	1	1	0,25	1				7288										20,1	4061	6944	4063	6944	2		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
Свая № 1750	ремонт арматуры	1	1	0,08	0,3				7290										20,1	4774	-188	4776	-188	2		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
Свая № 1750	монтаж-демонтаж КИПиА	1	1	0,25	1				7290										20,1	4774	-188	4776	-188	2		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
Свая № 584А	ремонт арматуры	1	1	0,08	0,3				7292										20,1	1657	-4290	1659	-4290	2		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
Свая № 584А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	1	0,25	1				7292										20,1	1657	-4290	1659	-4290	2		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
Свая № 809А	ремонт арматуры	1	1	0,08	0,3				7294										20,1	1119	-4039	1121	-4039	2		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
Свая № 809А	монтаж-демонтаж КИПиА	1	1	0,25	1				7294										20,1	1119	-4039	1121	-4039	2		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

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Подп. и дата	Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Скважина № 562	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7306										20,1	4964	7129	4966	7129	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																											Метан			0,009530	0,000005
Скважина № 562	ремонт арматуры	1		0,25			1		7306										20,1	4964	7129	4966	7129	2		Смесь углеводородов С6-С10			0,002370	0,000001	
	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7308										20,1	1315	-2132	1317	-2132	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
Скважина № 510	ремонт арматуры	1		0,25			1		7308										20,1	1315	-2132	1317	-2132	2		Метан			0,009530	0,000005	
	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7310										20,1	1325	-2139	1327	-2139	2		Смесь углеводородов С1-С5			0,035097	0,000019	
Скважина № 564	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7310										20,1	1325	-2139	1327	-2139	2		Смесь углеводородов С6-С10			0,002221	3,9739Е-07	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7310										20,1	1325	-2139	1327	-2139	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
Скважина № 564	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7312										20,1	934	-2584	936	-2584	2		Метан			0,009530	0,000005	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7312										20,1	934	-2584	936	-2584	2		Смесь углеводородов С1-С5			0,035097	0,000019	
Скважина № 571	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7312										20,1	934	-2584	936	-2584	2		Дигидросульфид			0,00114	0,001975	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7312										20,1	934	-2584	936	-2584	2		Метан			0,000888	0,000002	
Скважина № 1007	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Смесь углеводородов С6-С10			0,002370	0,000006	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
Скважина № 1007	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Метан			0,009530	0,000005	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Смесь углеводородов С1-С5			0,035097	0,000019	
Скважина № 1007	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Смесь углеводородов С6-С10			0,002370	0,000001	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Дигидросульфид			0,00114	0,001975	
Скважина № 1007	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Метан			0,000888	0,000002	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7314										20,1	945	-2611	947	-2611	2		Смесь углеводородов С1-С5			0,003270	0,000006	
Скважина № 1007	ремонт арматуры	1		0,08			0,3		7314										20,1	934	-2584	936	-2584	2		Дигидросульфид			0,002221	3,9739Е-07	
	ремонт арматуры	1		0,25			1		7314										20,1	934	-2584	936	-2584	2		Метан			0,009530	0,000005	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Подп. и дата

Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Связана № 576	ремонт арматуры		1	0,08	0,3				7336										20,1	3871	-2188	3873	-2188	2		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
Связана № 576	монтаж-демонтаж КИПНА		1	0,25	1				7336										20,1	3871	-2188	3873	-2188	2		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
Связана № 1578	ремонт арматуры		1	0,08	0,3				7338										20,1	3885	-2211	3887	-2211	2		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
Связана № 1578	монтаж-демонтаж КИПНА		1	0,25	1				7338										20,1	3885	-2211	3887	-2211	2		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
Связана № 1231	ремонт арматуры		1	0,08	0,3				7340										20,1	3906	-2238	3908	-2238	2		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
Связана № 1231	монтаж-демонтаж КИПНА		1	0,25	1				7340										20,1	3906	-2238	3908	-2238	2		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
Связана № 1024	ремонт арматуры		1	0,08	0,3				7342										20,1	657	-1074	659	-1074	2		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
Связана № 1024	монтаж-демонтаж КИПНА		1	0,25	1				7342										20,1	657	-1074	659	-1074	2		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
Связана № 589	ремонт арматуры		1	0,08	0,3				7344										20,1	3305	-586	3307	-586	2		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
Связана № 589	монтаж-демонтаж КИПНА		1	0,25	1				7344										20,1	3305	-586	3307	-586	2		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

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Подп. и дата	Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.	
Связьная № 437	ремонт арматуры		1	0,08		0,3			7346											20,1	3975	7602	3977	7602	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																											Метан				0,009530	0,000005
																											Смесь углевод. С1-С5				0,035097	0,000019
Связьная № 437	монтаж-демонтаж КИПна		1	0,25		1			7346											20,1	3975	7602	3977	7602	2		Смесь углевод. С6-С10				0,002370	0,000001
																											Дигидросульфид				0,000114	0,001975
																											Метан				0,000888	0,000002
																											Смесь углевод. С1-С5				0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10				0,000221	3,9739Е-07
Связьная № 1502	ремонт арматуры		1	0,08		0,3			7348											20,1	2559	-2981	2561	-2981	2		Дигидросульфид				0,001225	0,000593
																											Метан				0,009530	0,000005
																											Смесь углевод. С1-С5				0,035097	0,000019
Связьная № 1502	монтаж-демонтаж КИПна		1	0,25		1			7348											20,1	2559	-2981	2561	-2981	2		Смесь углевод. С6-С10				0,002370	0,000001
																											Дигидросульфид				0,000114	0,001975
																											Метан				0,000888	0,000002
																											Смесь углевод. С1-С5				0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10				0,000221	3,9739Е-07
Связьная № 1620	ремонт арматуры		1	0,08		0,3			7350											20,1	2482	-3457	2484	-3457	2		Дигидросульфид				0,001225	0,000593
																											Метан				0,009530	0,000005
																											Смесь углевод. С1-С5				0,035097	0,000019
Связьная № 1620	монтаж-демонтаж КИПна		1	0,25		1			7350											20,1	2482	-3457	2484	-3457	2		Смесь углевод. С6-С10				0,002370	0,000001
																											Дигидросульфид				0,000114	0,001975
																											Метан				0,000888	0,000002
																											Смесь углевод. С1-С5				0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10				0,000221	3,9739Е-07
Связьная № 1025	ремонт арматуры		1	0,08		0,3			7352											20,1	1358	1487	1360	1487	2		Дигидросульфид				0,001225	0,000593
																											Метан				0,009530	0,000005
																											Смесь углевод. С1-С5				0,035097	0,000019
Связьная № 1025	монтаж-демонтаж КИПна		1	0,25		1			7352											20,1	1358	1487	1360	1487	2		Смесь углевод. С6-С10				0,002370	0,000001
																											Дигидросульфид				0,000114	0,001975
																											Метан				0,000888	0,000002
																											Смесь углевод. С1-С5				0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10				0,000221	3,9739Е-07
Связьная № 1717	ремонт арматуры		1	0,08		0,3			7354											20,1	1399	1460	1401	1460	2		Дигидросульфид				0,001225	0,000593
																											Метан				0,009530	0,000005
																											Смесь углевод. С1-С5				0,035097	0,000019
Связьная № 1717	монтаж-демонтаж КИПна		1	0,25		1			7354											20,1	1399	1460	1401	1460	2		Смесь углевод. С6-С10				0,002370	0,000001
																											Дигидросульфид				0,000114	0,001975
																											Метан				0,000888	0,000002
																											Смесь углевод. С1-С5				0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10				0,000221	3,9739Е-07

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Связкина №1044	ремонт арматуры		1	0,08		0,3				7356									20.1	1308	1502	1310	1502	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																										Метан			0,0009530	0,000005	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
																											Смесь углевод. С6-С10			0,002370	0,000001
Связкина №1044	монтаж-демонтаж КИП'А		1	0,25		1				7356									20.1	1308	1502	1310	1502	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
																										Метан			0,000888	0,000002	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000221	3,9739Е-07
Связкина №1222	ремонт арматуры		1	0,08		0,3				7358									20.1	3296	6612	3298	6612	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																										Метан			0,009530	0,000005	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
																											Смесь углевод. С6-С10			0,002370	0,000006
Связкина №1222	монтаж-демонтаж КИП'А		1	0,25		1				7358									20.1	3296	6612	3298	6612	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
																										Метан			0,000888	0,000002	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000221	3,9739Е-07
Связкина №1721Н	ремонт арматуры		1	0,08		0,3				7260									20.1	1500	2351	1502	2351	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																										Метан			0,009530	0,000005	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
																											Смесь углевод. С6-С10			0,002370	0,000001
Связкина №1721Н	монтаж-демонтаж КИП'А		1	0,25		1				7260									20.1	1500	2351	1502	2351	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
																										Метан			0,000888	0,000002	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000221	3,9739Е-07
Связкина №1586	ремонт арматуры		1	0,08		0,3				7362									20.1	1567	2307	1569	2307	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																										Метан			0,009530	0,000005	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
																											Смесь углевод. С6-С10			0,002370	0,000006
Связкина №1586	монтаж-демонтаж КИП'А		1	0,25		1				7362									20.1	1567	2307	1569	2307	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
																										Метан			0,000888	0,000002	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000221	3,9739Е-07
Связкина №1647	ремонт арматуры		1	0,08		0,3				7364									20.1	1807	2004	1809	2004	2		Дигидросульфид			0,001225	0,000593	
																										Метан			0,009530	0,000005	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,035097	0,000019
																											Смесь углевод. С6-С10			0,002370	0,000006
Связкина №1647	монтаж-демонтаж КИП'А		1	0,25		1				7364									20.1	1807	2004	1809	2004	2		Дигидросульфид			0,000114	0,001975	
																										Метан			0,000888	0,000002	
																											Смесь углевод. С1-С5			0,003270	0,000006
																											Смесь углевод. С6-С10			0,000221	3,9739Е-07

Изм. № подл. Подп. и дата Взам. инв. №

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

0261-01-ОВОС

Продолжение таблицы 4.20

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	32.
Скважина № 1694Н	монтаж-демонтаж КИПНА	1		0,25	1				7376										20,1	947	-224	949	-224	2		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 № 121А	ремонт арматуры	1		0,08	0,3				7378										20,1	947	-224	949	-224	2		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 № 121А	монтаж-демонтаж КИПНА	1		0,25	1				7378										20,1	947	-224	949	-224	2		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	0,3				7380										20,1	947	-224	949	-224	2		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 № 499Ан	монтаж-демонтаж КИПНА	1		0,25	1				7382										20,1	947	-224	949	-224	2		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	0,3				7384										20,1	947	-224	949	-224	2		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 № 499Ан	монтаж-демонтаж КИПНА	1		0,25	1				7382										20,1	947	-224	949	-224	2		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.заповым выбросам:																														0,00000	0,00000
Итого по заповым выбросам:																														0,00000	5,22511
ИТОГО:																														0,00000	5,408570

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

0261-01-ОВОС

4.2.4 Оценка загрязнения воздушного бассейна на основе расчета приземных концентраций загрязняющих веществ на период строительства и эксплуатации объекта

На период строительства

Прогнозная оценка влияния выбросов загрязняющих веществ при строительстве проектируемого объекта на атмосферный воздух выполнена на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания представлены ранее.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемых сооружений в период строительных работ представлены в таблице 4.13.

В расчетах рассеивания рассматривался локальный участок строительства, имеющий на данный период максимальный набор работы строительных механизмов: работа дизельного привода сварочного агрегата (1 шт.), сварочные работы, работа строительной техники и автотранспорта.

Расчет проведен для всех загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками рассматриваемого объекта для одной площадки строительства, в расчете учтены:

- Фоновые концентрации и технологические выбросы в процессе разездов автотранспорта при доставке грузов к месту строительства, работе строительной техники, при сварочных и окрасочных работах, и работе передвижной дизельной электростанции для сварочного агрегата.

Расчет рассеивания вредных веществ проводился по унифицированной программе расчета загрязнения атмосферы «Эколог» (версия 4.0) по методике МРР-2017.

В качестве расчетной площадки задавался прямоугольник со сторонами 8700 x 17000 м, с шагом 300 м по оси X и Y. Ширина площадки 17000 м.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы в виде карт рассеивания приведены в Приложении К.

Полный отчет по результатам расчетов рассеивания загрязняющих веществ, приведен в Приложении Р. (Вариант №4)

Результаты расчета приземных концентраций ЗВ (на период строительства, Вариант №5) представлены в таблице 3.5.

Необходимо учитывать, что выбросы вредных веществ на этот период непостоянны, зависят от количества работающей техники, от совпадения выполнений нескольких операций строительных работ и вероятность совпадения максимального количества исключительно мала.

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ скважин обустройства IX очереди (300 м) (на период строительства) приведены в таблице 3.7.

Анализ результатов проведенных расчетов рассеивания показал, что максимальные расчетные приземные концентрации на расчетных точках не превышают 1ПДКм.р. ни по

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС

одному ингредиенту и группе суммации, т.о. не превышают санитарно-гигиенических нормативов для населенных мест. Наибольшие концентрации наблюдаются по диоксиду азота и составляют 0,49ПДКм.р.; по диметилбензолу (ксилолу) 0,11 ПДКм.р., по группе суммации 6204 - 0,32 ПДКм.р. По остальным загрязняющим веществам максимальные расчетные приземные концентрации ЗВ не превышают 0,1ПДКм.р.

Время воздействия на атмосферный воздух строящимися объектами ограничено сроками проведения СМР (21 месяц). Таким образом, проведение строительных работ проектируемых объектов не приведет к существенному ухудшению состояния атмосферного воздуха в рассматриваемом районе.

Таблица 4.21 - Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ

Код	Наименование вещества	Максимальные расчетные концентрации (доли ПДК) на границе СЗЗ скважин
0143	Марганец и его соединения (в пересчете марганца (IV) оксид)	0,00
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,49
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,04
0328	Углерод (Сажа)	0,09
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,02
0337	Углерод оксид	0,02
0342	Фториды газообразные	0,00
0616	Диметилбензол (Ксилол)	0,11
1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,00
1325	Формальдегид	0,00
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,00
2732	Керосин	0,02
2902	Взвешенные вещества	0,03
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0,07
6053	Группа суммации (2) 342; 344	0,00
6204	Группа суммации (2) 301; 330	0,32
6205	Группа суммации (2) 330; 342	0,01

На период эксплуатации

Расчет рассеивания загрязняющих веществ выполнен по программе «УПРЗА Эколог», версия 4.60.4, 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».

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							142

Учитывая требования п 5.5 «Методов расчета рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе» (утв. Приказом Минприроды № 273 от 06.06.2017), расчет рассеивания проводился для сезона «лето», с применением значения средней максимальной температуры наиболее теплого месяца года.

Учет фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Существующий уровень загрязнения атмосферного слоя оценивается значениями фоновых концентраций, которые характеризуют полный фон города с учетом предприятий и автотранспорта. В настоящем проекте приведены сведения о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе н.п. Новое Усманово Камышлинского района и Березовая Поляна Клявлинского района Самарской области (см. таблицу 3.3), по данным Федерального Государственного бюджетного учреждения «Приволжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды», (см. Приложение Д). Расчет приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе с учетом фонового загрязнения целесообразно проводить на границе жилой зоны.

Расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух были проведены в 8 расчетных точках, за контуром производственной площадки скважин и на границе санитарно-защитной зоны скважин без учета фоновых концентраций загрязняющих веществ.

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-38 (4 зона).

Варианты расчета рассеивания. Расчет рассеивания выбросов загрязняющих веществ от проектируемых объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения был проведен по четырем вариантам.

Для определения уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого технологическим процессом и периодом строительства проектируемого объекта, был проведен расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Расчет рассеивания вредных веществ проводился по унифицированной программе расчета загрязнения атмосферы «Эколог» (версия 4.0) по методике МРР-2017.

Местоположение источников и локальной системы координат показано на ситуационном плане в графическом приложении.

Расчет рассеивания выбросов загрязняющих веществ от объектов обустройства Байтуганского нефтяного месторождения был проведен по пяти вариантам:

1 вариант – выбросы вредных веществ от проектируемых объектов месторождения при нормальном режиме работы оборудования;

2 вариант - выбросы вредных веществ от проектируемых объектов месторождения при наиболее опасной аварийной ситуации – совпадении залповых выбросов при одновременном освидетельствовании сепаратора и ревизии ПСК на АГЗУ-37 и ремонте арматуры на скважинах (технологический, аварийный и залповый выбросы);

3 вариант – определение зоны влияния предприятия;

Расчет рассеивания проводился с учетом фона, кроме определения зоны влияния.

Вариант № 1. Штатный режим работы проектируемых скважин обустройства IX очереди

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							143

При проведении расчетов рассеивания учитываются технологические выбросы загрязняющих веществ от проектируемых источников IX очереди Байтуганского месторождения (с исключением их из фоновых концентраций);

Карта-схема с нанесением источников выбросов загрязняющих веществ промышленных площадок скважин обустройства IX очереди представлена в графической части проекта.

Размер санитарно-защитной зоны.

Согласно санитарной классификации, приведенной в СанПиН-2.2.1/2.1.1.1200-03, промышленные объекты кустовых площадок обустройства IX очереди относятся к объектам III класса опасности, с ориентировочным размером СЗЗ - 300 м (п. 7.1.3 «Добыча руд и нерудных ископаемых», п. 1 – «Промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов»).

Руководствуясь п. 3.4 СанПиН-2.2.1/2.1.1.1200-03, границы санитарно-защитной зоны устанавливались от контура объекта промышленных площадок обустройства IX очереди, во всех направлениях.

Выбор расчетных точек.

Вариант № 1. Для второго варианта расчета рассеивания, расчетные точки выбраны за контуром промышленных площадок скважин и АГЗУ и на границе СЗЗ скважин и АГЗУ. Выбор расчетных точек на границе СЗЗ осуществлялся с учетом розы ветров данной местности (Рисунок 1.1). Расчетные точки за контуром промышленных площадок выбраны для определения факторов формирования за контуром проектируемых объектов химического воздействия, превышающего санитарно-эпидемиологические требования, т.е являются ли производственные объекты обустройства IX очереди источниками загрязнения атмосферы при штатном режиме работы технологического оборудования.

Вариант № 2. Аварийный режим работы проектируемых объектов обустройства IX очереди

Второй вариант расчета рассеивания проводится по исключительно неблагоприятной с точки зрения загрязнения атмосферы ситуации, возникающей за счет одновременных залповых выбросов при одновременном освидетельствовании сепаратора и ревизии ПСК на АГЗУ и ремонте арматуры на скважинах. Нужно отметить, что вероятность возникновения такой ситуации исключительно мала.

При проведении расчетов рассеивания учитываются технологические выбросы от проектируемых объектов Байтуганского месторождения, а также залповые выбросы при одновременном освидетельствовании сепаратора и ревизии ПСК на АГЗУ и ремонте арматуры на скважинах, с учетом;

Размер расчетного прямоугольника принят 8700 * 17000 м, шаг сетки по оси x = 300 м, по оси y = 300 м.

Карты рассеивания по третьему варианту (технологические и залповые выбросы от проектируемых объектов) – в приложении Н.

Важно уточнить, что самые высокие концентрации выбросов происходят от уже существующих сооружений, на период технологических выбросов проектируемых сооружений концентрации загрязняющих веществ значительно ниже.

Анализ приведенных данных показывает, что при нормальном режиме работы проектируемых объектов концентрация вредных веществ значительно ниже ПДК по всем ингредиентам.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							144

При залповых выбросах на объекте, учитывая, что рассматриваемые выбросы кратковременны (около 900 сек) и при осреднении их по 20-мин интервалу, превышения ПДК на границе СЗЗ не происходит, самые высокие концентрации загрязняющих веществ в атмосфере составляют по: сероводороду – 0,3 ПДК, по группе суммации (диоксид серы + сероводород) – 0,37ПДК. Вероятность рассмотренной ситуации с совпадением всех залповых выбросов на проектируемом объекте исключительно мала. Кроме того, рассмотренные залповые выбросы длятся в течении 3-7 сек.

Вариант № 3. Определение зоны влияния проектируемых объектов обустройства IX очереди

Карты рассеивания по четвертому варианту (определение зоны влияния от проектируемых объектов) – в приложении П.

Карта-схема с нанесением источников выбросов загрязняющих веществ промышленных площадки строительства представлена в графической части проекта.

Выбор расчетных площадок

Вариант № 1-3 В качестве расчетной площадки задавался прямоугольник со сторонами 9000 x 17000 м, с шагом сетки 300 м по оси X и Y. Ширина площадки 17000 м.

Сведения о расчетной площадке представлены в таблице 4.22.

Таблица 4.22 – Расчетная площадка № 1

Код	Тип	Полное описание площадки				Ширина (м)	Зона влияния (м)	Шаг (м)		Высота (м)
		Координаты середины 1-й стороны (м)		Координаты середины 2-й стороны (м)				По ширине	По длине	
		X	Y	X	Y					
1	Полное описание	84000,0	7000,00	92000,0	7000,00	17000,0	0,00	300,00	300,00	2,00

Анализ расчета рассеивания по Варианту № 1. Проектируемые объекты штатный режим.

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы от ИЗА существующих объектов Байтуганского месторождения при штатном режиме работы скважин приведены в таблице 4.23.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы в виде карт рассеивания приведены в Приложении М,

Полный отчет по результатам расчетов рассеивания загрязняющих веществ, приведен в Приложении С.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							145

Таблица 4.23 - Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ (Вариант №1)

од	Наименование вещества	Максимальные расчетные концентрации загрязняющих веществ (доли ПДК _{м.р.} , ОБУВ или ПДК с.с.) в расчетных точках			
		Расчетные точки скважин		Расчетные точки АГЗУ	
		За контуром площадки (на расстоянии 2 м от границы площадки КП-8)	На границе СЗЗ	За контуром площадки (на расстоянии 2 м от границы площадки КП-9)	На границе СЗЗ
0333	Сероводород	0,03ПДК (РТ №001)	0,027 (РТ № 006)	0,027 (РТ №012)	0,025 (РТ №013)
0410	Метан	0,000322 (РТ № 002)	0,00000626 (РТ №006)	0,0000431 (РТ. №012)	0,00000834 (РТ. №012)
0415	Предельные углеводороды С1-С5	0,04 (РТ № 001)	0,03 (РТ №006)	0,04 (РТ. №012)	0,03 (РТ. №014)
0416	Предельные углеводороды С6-С10	0,01 (РТ №001)	0,00000404 (РТ №013)	0,01 (РТ №012)	0,00000371 (РТ №001)
0602	Бензол	0,0000882 (РТ №001)	0,00000771 (РТ №006)	0,0000822 (РТ №012)	0,00000758 (РТ.№013)
0616	Ксилол	0,0000427 (РТ №001)	0,00000373 (РТ №006)	0,0000398 (РТ №012)	0,00000367 (РТ.№013)
0621	Толуол	0,000027 (РТ №001)	0,00000236 (РТ №006)	0,0000252 (РТ №0012)	0,00000232 (РТ.№013)

Анализ расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по **Варианту № 1** показал, что за контуром площадок проектируемых скважин (в расчетных точках №№001-004, 009-012), приземные концентрации загрязняющих веществ превышают 0,1 ПДК_{м.р.}, т.е уровень химического воздействия превышает санитарно-биологические требования. Следовательно, в соответствии с п. 1.2 СанПиН 2.2.1.2/2.1.1.1200-03, при штатном режиме эксплуатации производственные объекты являются источниками загрязнения атмосферы ни по одному ИЗА, а, следовательно, согласно п. 1 Постановления Правительства № 222, установление санитарно-защитной зоны в отношении проектируемых объектов обустройства IX очереди Байтуганского месторождения требуется.

Анализ расчета рассеивания по Варианту № 2. Проектируемые объекты аварийный режим.

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы от ИЗА проектируемых объектов Байтуганского месторождения, а также залповые выбросы при одновременном освидетельствовании сепаратора и ревизии ПСК на АГЗУ и ремонте арматуры на скважинах, с учетом уже существующих источников приведены в таблице 4.24.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							146

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы в виде карт рассеивания приведены в Приложении М. Полный отчет по результатам расчетов рассеивания загрязняющих веществ, приведен в Приложении С.

Таблица 4.24 – Результаты расчета приземных концентраций загрязняющих веществ (Вариант №2)

Код	Наименование вещества	Максимальные расчетные концентрации загрязняющих веществ (доли ПДКм.р., ОБУВ или ПДК с.с.) в расчетных точках на границе СЗЗ	Зона влияния проектируемого объекта, м	Расстояние, при котором достигается значение 0,1 ПДК, м	Расстояние, при котором достигается значение 1 ПДК, м
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,61 (РТ № 006)	2010 м ЮВ от скв.	1336 м к ЮВ от скв.	137 м к ЮВ от скв.
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,07 (РТ №008)			
0328	Углерод (Пигмент черный)	0,76 (РТ № 008)	2600 м к ЮВ от скв.	1628 м к ЮВ от скв.	137 м к СЗ от скв.
0330	Сера диоксид	0,03 (РТ №006)	132 м к ЮВ от скв.	150 м к СЗ от скв.	
0333	Сероводород	0,000466 (РТ №006)			
0337	Углерод оксид	0,51 (РТ №008)	2085 м к ЮВ от АГЗУ	1224 м к ЮВ от скв.	
0410	Метан	0,000132 (РТ №008)	-	-	-
0415	Предельные углеводороды С1-С5	0,00000399 (РТ №006)	-	-	-
0416	Предельные углеводороды С6-С10	0,00000404 (РТ №013)	-	-	-
0602	Бензол	0,00000771 (РТ №006)	-	-	-
0616	Ксилол	0,00000373 (РТ №006)	-	-	-
0621	Толуол	0,00000236 (РТ №006)	-	-	-
2704	Бензин	0,00000893 (РТ №008)			
2732	Керосин	0,02 (РТ №006)			
6043	Серы диоксид и сероводород	0,03 (РТ №006)	171 м к СВ от скв.	150 м к СЗ от скв.	
6204	Азота диоксид, серы диоксид	0,39 (РТ №006)	1566 м к ЮВ от скв	898 м к ЮВ от скв.	11 м к ЮВ от скв.
	Все вещества		2594 м к ЮВ от скв.	1625 м к ЮВ от скв.	172 м к ЮВ от скв.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

147

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

Анализ расчета рассеивания ЗВ по Варианту № 3:

Анализ Варианта № 3 расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показал, что значения максимальной концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ (300 м) скв. составят:

- 0301 Азота диоксид – 0, 61 ПДК;
- 0328 Углерод (Сажа) – 0, 76 ПДК;
- 0337 Углерод оксид – 0, 51 ПДК;
- 6204 Азота диоксид, сера диоксид – 0, 39 ПДК.

На расстоянии 137 м от ГФУ концентрация диоксида азота составляет 1 ПДК (на границе СЗЗ – 300 м - 0,61 ПДК). Расстояние, на котором концентрация диоксида азота достигает 0,1 ПДК, составляет 1336 м, что не превышает расстояние до ближайшей жилой зоны, поэтому учет фонового загрязнения атмосферного воздуха не целесообразен. Зона влияния проектируемых объектов по всем веществам на период эксплуатации скв. составляет 2594 м.

Ближайший населенный пункт Новое Усманово (0,5 км, юго-восточнее от производственных объектов обустройства IX очередь) не попадает в зону влияния эксплуатируемых объектов. Кроме того, следует учитывать, что залповые выбросы загрязняющих веществ непостоянны и кратковременны (на период ремонтных работ на площадках скважин).

Выводы:

1. При штатном режиме работы производственные объекты обустройства IX очередь являются источниками загрязнения атмосферы, поскольку уровень химического воздействия ИЗА за контуром объекта площадок скважин превышает 0,1 ПДК практически по всем загрязняющим веществам. Следовательно, согласно п. 1 Постановления Правительства РФ № 222 от 03.03.2020 г., установление санитарно-защитной зоны в отношении контуров площадок скважин и АГЗУ Байтуганского месторождения требуется в соответствии с СанПиН.

Выполненный расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по Варианту № 2 доказывает, что по фактору загрязнения атмосферного воздуха ИЗА производственных объектов КП-8, 9 в период проведения капитального ремонта скважин, санитарно-защитная зона, с ориентировочным размером – 300 м, является достаточной.

4.2.5 Санитарно-защитная зона СЗЗ

По санитарной классификации в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ и зарегистрированными в Минюсте РФ 29.04.03 г. № 4459, УПН, Байтуганского месторождения относится к I классу опасности с необходимым размером СЗЗ-1000 м.

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.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							148

На Байтуганском месторождении существуют проекты организации санитарно-защитной зоны для всех производственных объектов: УПН «Байтуганская», ДНС-1, добывающих скважин Самарской области и ДНС-2 и добывающих скважин Северного района 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 Экспертного заключения от 25.12.2020г. №26730 и санитарно-эпидемиологическому заключению №63.СЦ.04.000.Т.000013.01.21 от 18.01.2021г. устанавливается единая СЗЗ-1 для следующих промышленных объектов:

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

- на территории Камышлинского района скважины №№ 543, 1561Н, 1725, 1223, 1744, 1621, 215, 102, 1596Н, 1597, 1605, 1614, 482, 1623, 471, 805, 804, 1640, 1699, 442, 478, 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;

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).

Согласно заключению санитарно-эпидемиологической экспертизы от 06.08.2021г. №26730 и санитарно-эпидемиологическому заключению №56.01.08.000.Т.000866.08.21 от 26.08.2021г. устанавливается единая СЗЗ-1 для следующих промышленных объектов Северного района Оренбургской области:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							149

- скважины №№ 1512Н, 1022Н, 575, 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, 1578, 1231Н, 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, 1230, 1533, 1538, 557Н, 566, 1532, 568Н, 1529, 1530, 1534, 1535, 258, 1536, 1739Н, 85, 1738, 1738А, 359, 361, 1741, 1034, 1001Н, 1522Н, 1516, 1517, 360, 355, 1002, 1031, 459Н, 494, 1527Н, 1239, 1523Н, 580, 574, 1743, 1742, 583, 1518, 30, 1237, 1018Н, 1507, 1023, 1508, 587, 1017, 1505, 1506, 1513, 1240, 571, 1687, 1746, 1745, 1008Н, 1519; замерные установки АГЗУ-1, АГЗУ-5А, АГЗУ-8, АГЗУ-20, АГЗУ-7, АГЗУ-6, АГЗУ- 22, БГ-11, АГЗУ-23, БГ-10, АГЗУ-21, АГЗУ-31, АГЗУ-3, АГЗУ- 4, БГ-4, АГЗУ-19, АГЗУ-36, АГЗУ-2А;

- скважины №№ 455Н, 818, 1616, 1025, 1650, 453, 1647, 1657Н, 265, 1700Н, 529Н, 447, 1707, 564, 1634, 461Н, 554, 449, 808, 1645, 1644, 476, 1708, 511, 1752, 446Н, 510, 562, 1005, 1006, 1709, 1549, 1012, 1595, 445, 436, 801, 803, 1652,, 477Н, 492, 1241, 1751, 524, 1658, 1019, 573, 581, 451, 1642, 1217, 1037, 807, 450, 1643, 521, 1204, 515Н, 1633Н, 812, 460, 1233, 811, 815, 1625, 469, 251, 462, 463Н, 1635Н, 572Н, 1095А, 814, 1624, 1636, 809, 809А, 1509, 473, 559Н, 1208, 1668, 1626, 806, 467, 45, 810, 1242Н, 1749, 1637Н, 464, 465Н, 4, 430, 817, 1618Н, 1706, 1209, 269, 483Н, 1063, 1615Н, 820, 487, 1606, 1619, 485Н, 816, 1617Н, 468, 248, 821, 499Н, 499АН, 1599Н, 1608, 1059, 1716, 1212, 486Н, 1715, 1210, 1609, 52, 11; замерные установки АГЗУ-18, АГЗУ-42, АГЗУ-18А, АГЗУ-45, АГЗУ-13Б, АГЗУ-13В, БГ-3, АГЗУ-13А, АГЗУ-10А, АГЗУ-16, АГЗУ-46, АГЗУ-20А, АГЗУ-13;

- скважины №№ 1079, 406, 1084, 419Н, 420, 420А, 1685Н, 1080, 1083, 1688, 1214, 422, 429, 429А, 570Н, 1043, 1678Н, 407, 405, 1089, 1659, 576, 193, 412, 1694Н, 1236Н, 1693Н, 410, 413, 1087, 1702, 408, 569, 402Н, 403, 565, 590, 1004, 1570, 299, 1677Н, 416Н, 1684Н, 1684АН, 417, 1222, 1649, 1683Н, 1676, 1073, 1078, 1088, 1082, 1093, 1686, 1747, 415, 260Д, 414, 434, 1665, 1750, 1726Н, 1660Н, 1072Н, 1072Н, 428, 1670, 1670А, 1748, 1675Н, 444Н, 1651Н, 1586, 1713, 1202, 1070, 1697Н, 1638, 454, 1656, 1698, 1710, 1669, 303, 1661, 1069, 411, 1705Н, 254, 302, 439, 438, 431, 452, 255, 423, 1044, 1648, 1674Н, 426, 427Н, 1753, 1092, 1673Н, 1076, 1211, 1014, 401, 1664, 456, 441Н, 1086, 409Н, 95, 3, 1203, 1007, 301, 425Н, 1071, 1074, 1200, 1653, 1654, 1672, 300, 433, 1663, 1590, 506, 54, 512Н; замерные установки АГЗУ-14, АГЗУ-14А, АГЗУ-27, АГЗУ-27А, АГЗУ-40, АГЗУ-15, АГЗУ-37, АГЗУ-39, БГ-12, АГЗУ-43, АГЗУ-38, АГЗУ-33, АГЗУ-17, АГЗУ-12, АГЗУ-12А, БГ-8; площадка ДНС-2.

Интегральная (единая) СЗЗ-1 размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях.

Интегральная (единая) СЗЗ-2 размером 300 м в северном, восточном, южном и западном направлениях, устанавливается от скважин №№ 1032, 1620, 1502, 589, 437; замерной установки АГЗУ-41.

Анализ проведенных расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферу показал, что превышения приземных концентраций для проектируемых объектов Байтуганского месторождения в пределах установленных СЗЗ.

Кроме того, предприятие находится в степной зоне, характеризующейся активным ветровым режимом, способствующим высокому рассеиванию загрязняющих веществ в атмосфере, поэтому озеленения и специального функционального зонирования санитарно защитной зоны не требуется. Достаточным мероприятием является посев на территории СЗЗ технических культур, характерных для степной зоны.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист
150

В проекте предусмотрено обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. Расчет акустического воздействия источников шума на прилегающую территорию выполнен с помощью сертифицированной программы фирмы «Интеграл» Эколог-Шум в соответствии с требованиями СП 51.13330.2011 «Защита от шума» (Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003).

Предельно допустимые уровни звукового давления в октавных полосах (дБ), уровни звука, эквивалентные уровни звука (дБА) в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96 представлены в таблице 7.49.

Таблица 4.25 – Предельно-допустимые уровни звукового давления на границе населенного пункта и строительной площадке

Назначение помещений или территорий	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц*									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА	Максимальные уровни звука, дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
На границе жилой зоны	с 7 ⁰⁰ до 23 ⁰⁰ ч	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
	с 23 ⁰⁰ до 7 ⁰⁰ ч	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60
На стройплощадке												
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала строительно-дорожных машин	-	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	-

На стадии разработки проектной документации ведется ориентировочный расчет акустического воздействия проектируемых объектов. Согласно СП 51.13330.2011, п.6.1 для ориентировочных расчетов в качестве нормируемых параметров допускается принимать уровни звука, LA, дБА.

В процессе строительства работающая техника и движущиеся транспортные средства создают временное шумовое воздействие на окружающую среду, ограниченное периодом строительства.

Шумовые характеристики технологического оборудования и расчет уровней звука выполнен в октавных полосах со среднегеометрическими частотами. Фоновые источники шума отсутствуют.

Перечень строительной техники принят согласно разделу 6 «Проект организации строительства». Октавный уровень звуковой мощности дорожной и строительной техники, используемой в процессе строительства проектируемых работ, представлен в таблице 4.26.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 152
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-------------

Таблица 4.26 - Октавный уровень звуковой мощности автотранспорта и строительной техники

Наименование оборудования	Lp, дБ
Экскаваторы одноковшовые	93
Бульдозеры	92
Кран автомобильный	90
Передвижная компрессорная станция	90
Автомобили бортовые	90
Автомобили самосвалы	90
Трубовозы	88

В соответствии с «Методическими рекомендациями по охране окружающей среды при строительстве и реконструкции автомобильных дорог» п.2.2.9., при наличии нескольких источников суммарный уровень шума определяется путем добавления к уровню шума от максимального источника (величины, соответствующей разности между большим значением и последующим) (Таблица 4.27). Для каждого последующего источника также добавляется величина, соответствующая разности между ним и предыдущим суммарным значением.

Таблица 4.27

Разность двух складываемых уровней, дБ	0	2	4	6	8	10	15	20
Добавка к более высокому предыдущему уровню, дБ	3	2	1,5	1	0,6	0,4	0,2	0

Таким образом, расчет уровня шума для максимального количества используемой строительной техники при производстве работ составит на площадке строительства:

- для **ИШ № 007** (работа строительной техники): $93+2,75+1,75+1,5+0,3=99,3$ дБ

Разложение суммарного уровня звукового д в октавных полосах и значение суммарного уровня шума было проведено в программе «Эколог-Шум» Версия 2.4.3.5646, с учетом применения технических средств, снижающих уровень шума на 9 дБА.

Источники шума по расчету представлены в таблице 4.28.

Таблица 4.28 – Источники шума

№ ИШ	Объект	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.
ИШ-001	Факел	103,0	100,0	98,0	91,0	86,0	85,0	86,0	76,0	63,0	91,0
ИШ-002	Автотранспорт	74,8	74,8	77,7	80,6	83,0	84,6	82,9	80,0	74,6	89,0
ИШ-003	Ветн.отверстие. насосной Н-1/1	90,8	90,8	93,7	96,6	99,0	100,6	98,9	96,0	90,6	105,0
ИШ-004	Компрессорная станция	88,0	85,0	82,0	75,0	74,0	82,0	78,0	75,0	65,0	84,8
ИШ-005	Сплит системы лаборатории и АБК	75,8	75,8	78,7	81,6	84,0	85,6	83,9	81,0	75,6	90,0
ИШ-006	ГТЭС	74,0	78,0	73,0	71,0	69,0	68,0	66,0	65,0	61,0	73,6
ИШ-007	Работа строительной техники	85,1	85,1	88,0	90,9	93,3	94,9	93,2	90,3	84,9	99,3

Расчет уровня шума, создаваемого передвижной строительной техникой проведен с применением программы «Эколог-Шум», Версия 2.4.3.5646, в соответствии с СП

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

153

51.13330.2011 «Защита от шума» (Актуализированная редакция СПиП 23-03-2003 (с Изменением № 1).

Расчетные точки приняты на границе производственной зоны, зоны СЗЗ и на границе ближайшего населенного пункта Новое Усманово,

РТН	Объект	Высота подъема (м)
001	РТ № 1 граница с. Новое Усманово (С)	1,5
002	РТ № 2 граница с. Новое Усманово (СВ)	1,5
003	РТ № 3 граница с. Новое Усманово (Ю)	1,5
004	РТ № 4 граница с. Новое Усманово (СЗ)	1,5
005	РТ №5 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (ЮЗ)	1,5
006	РТ №6 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (СЗ)	1,5
007	РТ № 7 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (СВ)	1,5
008	РТ № 8 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (ЮВ)	1,5
009	РТ № 9 на границе промзоны УПН Байтуганское (З)	1,5
010	РТ № 10 на границе промзоны УПН Байтуганское (С)	1,5
011	РТ № 11 на границе промзоны УПН Байтуганское (В)	1,5
012	РТ № 12 на границе промзоны УПН Байтуганское (Ю)	1,5

Размер расчетной площадки принят шириной 2000м с шагом 200 на 200м.

Нормирование акустического воздействия проводилось согласно СН2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях, жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки» Таблица 2 (п. 17). В соответствии с п. 5.2 характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является эквивалентный уровень звука.

При оценке акустического воздействия строительства проектируемых объектов в качестве расчетной площадки принята строительная площадка строительства путевого подогревателя ПП-1/2(0,63). Расчет акустического воздействия выполнен на период одновременной работы максимально возможного количества строительной-дорожной техники (земляные работы).

Результаты проведенных расчетов представлены в таблицах 4.29-4.31.

Таблица 4.29 – Результаты расчета уровня звука на промзоне (строительная площадка)

№ Р.Т.	тип	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.	Лмакс
	ПДУ	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	-
РТ-009	УЗД	65,6	61	57,7	53,8	53,6	52,9	48	39,2	20,4	56,50	59,60
	превышение ПДУ	0,61	0,64	0,66	0,66	0,69	0,71	0,39	0,12	0	0,52	-
РТ-010	УЗД	65,8	64,9	67	69,2	71,2	72,3	69,1	62,6	45,8	75,70	77,10
	превышение ПДУ	0,61	0,68	0,77	0,84	0,91	0,96	0,34	0	0	0,87	-
РТ-011	УЗД	70,2	70	72,6	75,3	77,6	78,9	76,2	69,7	51,4	82,50	83,40
	превышение ПДУ	0,66	0,74	0,83	0,92	0,99	1,052	0,31	0	0,62	1,03	-
РТ-012	УЗД	46,3	44,6	44,1	44	43,6	42,5	37,7	28,5	0	46,20	49,20
	превышение ПДУ	0,43	0,47	0,51	0,54	0,56	0,45	0,31	0	0	0,58	-

Таблица 4.30 – Результаты расчетов акустического воздействия на границе населенного пункта

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

154

№ Р.Т.	тип	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.	Лмакс
	ПДУ 7 ⁰⁰ – 23 ⁰⁰	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
РТ-001	УЗД	43,9	42,6	41,7	41,1	40	37,8	28,5	8,4	0	41,40	45,3
	превышение ПДУ	0,49	0,57	0,63	0,70	0,74	0,76	0,61	0,12	0	0,75	0,65
РТ-002	УЗД	40,2	38,6	38,9	39,1	38,5	36,1	25,1	0	0	39,70	44,3
	превышение ПДУ	0,45	0,51	0,59	0,66	0,71	0,72	0,53	0	0	0,72	0,63
РТ-003	УЗД	38,7	37,3	38,1	38,5	38,1	35,6	22,8	0	0	39,10	43,8
	превышение ПДУ	0,43	0,50	0,58	0,65	0,71	0,71	0,49	0	0	0,71	0,63
РТ-004	УЗД	38,4	36,5	36,8	36,9	36,2	33,6	22,8	0	0	37,30	42,10
	превышение ПДУ	0,43	0,49	0,56	0,62	0,67	0,67	0,49	0	0	0,68	0,61

Таблица 4.31 – Результаты расчетов акустического воздействия на границе санитарно-защитной зоны УПН Байтуганского месторождения

№ Р.Т.	тип	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.	Лмакс
	ПДУ 7 ⁰⁰ – 23 ⁰⁰	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
РТ-005	УЗД	44,9	42,9	41,6	40,4	38,8	35,8	25,1	0,7	0	39,90	44,40
	превышение ПДУ	0,50	0,57	0,63	0,68	0,72	0,72	0,61	0,02	0	0,73	0,63
РТ-006	УЗД	47,2	45,1	44,6	43,9	42,6	40	31,6	16,4	0	44,00	48,20
	превышение ПДУ	0,52	0,60	0,68	0,74	0,79	0,8	0,53	0,36	0	0,8	0,69
РТ-007	УЗД	46,3	45,1	44,3	43,4	41,6	38,4	27,8	11,2	0	42,60	47,30
	превышение ПДУ	0,51	0,60	0,67	0,74	0,77	0,77	0,49	0	0	0,78	0,68
РТ-008	УЗД	45,6	44,8	44,5	44,3	43,4	41,1	31,3	11,9	0	44,70	48,70
	превышение ПДУ	0,51	0,60	0,67	0,75	0,80	0,82	0,49	0,26	0	0,82	0,70

Анализ полученных данных показал, что на границе промышленной площадки, т.е. строительной площадки наблюдается превышения предельно допустимого уровня звукового давления в РТ № 11. Значения Лэкв в РТ №11 составляет 82,5 дБА, что превышает ПДУ в рабочей зоне 80 дБА.

Нормирование допустимого уровня акустического воздействия производственных объектов площадки строительства на границе с. Новое Усманово проводилась только по значениям ПДУ для времени суток с 7⁰⁰ ч до 23⁰⁰ ч., т.к. строительные работы проводятся в дневное время суток. Результаты расчета показали, что наибольшее значение эквивалентного уровня шума на границе населенного пункта составляет 41,4 дБА в РТ-001, что не превышает ПДУ эквивалентного уровня шума для времени суток с 7⁰⁰ ч до 23⁰⁰ ч (55 дБА). Значения максимального уровня шума в РТ-001 составляют 45,3 дБА, что не превышает ПДУ максимального уровня шума для времени суток с 7⁰⁰ ч до 23⁰⁰ (70 дБА).

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

155

Результаты расчета акустического воздействия производственных объектов при проведении строительных работ, а также отчет по проведенному расчету, представлен в виде карт в Приложении Т, 0225-01-ОВОС2.

На площадке строительства ожидается повышенный уровень шума (более 80 дБА). Нахождение на открытой площадке строительства при производстве работ рекомендуется с использованием средств индивидуальной защиты. Предусмотренные средства индивидуальной защиты от шума представлены в таблице 4.32.

Таблица 4.32 – 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

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 четырехкамерного глушителя 200 мм снижает акустическую нагрузку к окружению на 9дБА);
- средства индивидуальной защиты (таблица 4.32);
- 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.

Строительство в ночное время суток не допускается. Действия техногенных шумов на территории строительства носят кратковременный характер (ограничены периодом строительства).

4.3.2 Период эксплуатации

На основании анализа принятых технологических решений можно сделать вывод, что на период эксплуатации проектируемые объекты не будут являться *дополнительными* источниками шума к существующему положению.

На стадии разработки проектной документации ведется ориентировочный расчет акустического воздействия проектируемых объектов. Согласно СП 51.13330.2011, п.6.1 для ориентировочных расчетов в качестве нормируемых параметров допускается принимать уровни звука, LA, дБА.

Источниками шума на территории УПН являются: грузовые автомобили, движущиеся по территории; вентиляционные установки и внешние сплитсистемы лаборатории; технологическое оборудование (насосы, компрессоры, горелки путевых подогревателей, холодильное оборудование), ГТЭС. Оборудование промплощадки УПН издает широкополосный постоянный шум. Шумовые характеристики технологического

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

										<i>0261-01-ОВОС</i>	Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						156

оборудования и расчет уровней звука выполнен в октавных полосах со среднегеометрическими частотами. Фоновые источники шума отсутствуют.

Источники шума по расчету представлены в таблице 4.33.

Таблица 4.33 – Источники шума

№ ИШ	Объект	31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.
ИШ-001	Факел	103,0	100,0	98,0	91,0	86,0	85,0	86,0	76,0	63,0	91,0
ИШ-002	Автотранспорт	74,8	74,8	77,7	80,6	83,0	84,6	82,9	80,0	74,6	89,0
ИШ-003	Ветн. отверстие насосной Н-1/1	90,8	90,8	93,7	96,6	99,0	100,6	98,9	96,0	90,6	105,0
ИШ-004	Компрессорная станция	88,0	85,0	82,0	75,0	74,0	82,0	78,0	75,0	65,0	84,8
ИШ-005	Сплит системы лаборатории и АБК	75,8	75,8	78,7	81,6	84,0	85,6	83,9	81,0	75,6	90,0
ИШ-006	ГТЭС	74,0	78,0	73,0	71,0	69,0	68,0	66,0	65,0	61,0	73,6

Расчет уровня шума, создаваемого передвижной строительной техникой проведен с применением программы «Эколог-Шум», Версия 2.4.3.5646, в соответствии с СП 51.13330.2011 «Защита от шума» (Актуализированная редакция СПиП 23-03-2003 (с Изменением № 1).

Расчетные точки приняты на границе производственной зоны, зоны СЗЗ и на границе ближайшего населенного пункта Новое Усманово.

РТН	Объект	Высота подъема (м)
001	РТ № 1 граница с. Новое Усманово (С)	1,5
002	РТ № 2 граница с. Новое Усманово (СВ)	1,5
003	РТ № 3 граница с. Новое Усманово (Ю)	1,5
004	РТ № 4 граница с. Новое Усманово (СЗ)	1,5
005	РТ №5 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (ЮЗ)	1,5
006	РТ №6 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (СЗ)	1,5
007	РТ № 7 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (СВ)	1,5
008	РТ № 8 на границе СЗЗ УПН Байтуганское (ЮВ)	1,5
009	РТ № 9 на границе промзоны УПН Байтуганское (З)	1,5
010	РТ № 10 на границе промзоны УПН Байтуганское (С)	1,5
011	РТ № 11 на границе промзоны УПН Байтуганское (В)	1,5
012	РТ № 12 на границе промзоны УПН Байтуганское (Ю)	1,5

Размер расчетной площадки принят шириной 17000м с шагом 300 на 300м.

Нормирование акустического воздействия проводилось согласно СН2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях, жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки» Таблица 2 (п. 17). В соответствии с п. 5.2 характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является эквивалентный уровень звука.

При оценке акустического воздействия объектов существующих и проектируемых объектов УПН в качестве расчетной площадки принята промышленная площадка УПН. Расчет акустического воздействия выполнен на период одновременной работы максимально возможного количества оборудования и автотранспорта.

Результаты проведенных расчетов представлены в таблицах 4.34-4.36.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

157

Таблица 4.34 – Результаты расчета уровня звука на промзоне (строительная площадка)

№ Р.Т.	тип	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.	Лмакс
	ПДУ	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	-
РТ-009	УЗД	65,6	61	57,5	53,4	53,2	52,6	47,8	39,2	20,4	56,20	59,10
	превышение ПДУ	0,61	0,64	0,66	0,65	0,68	0,70	0,65	0,55	0,29	0,70	-
РТ-010	УЗД	64,5	63,4	65,2	67,5	69,7	70,8	67,9	61,8	45,6	74,40	75,60
	превышение ПДУ	0,60	0,67	0,75	0,82	0,89	0,94	0,93	0,87	0,66	0,93	-
РТ-011	УЗД	64	63,5	64,9	67,2	69,4	70,8	68,1	61,6	43,4	74,30	74,40
	превышение ПДУ	0,60	0,67	0,74	0,82	0,89	0,94	0,93	0,87	0,63	0,93	-
РТ-012	УЗД	43,3	41,6	39,5	38,4	38,4	38,3	34,5	25,9	0	41,90	42,70
	превышение ПДУ	0,40	0,44	0,45	0,47	0,49	0,51	0,47	0,36	0	0,52	-

Таблица 4.35 – Результаты расчетов акустического воздействия на границе населенного пункта

№ Р.Т.	тип	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.	Лмакс
	ПДУ 7 ⁰⁰ – 23 ⁰⁰	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
РТ-001	УЗД	39,8	38,9	36,4	35,3	34,2	32,1	23,2	2,7	0	35,80	36,60
	превышение ПДУ	0,44	0,52	0,55	0,60	0,63	0,64	0,49	0,06	0	0,65	0,52
РТ-002	УЗД	35,2	33,3	31,8	30,9	29,6	26,5	15,1	0	0	30,60	33,20
	превышение ПДУ	0,39	0,44	0,48	0,52	0,55	0,53	0,32	0	0	0,64	0,47
РТ-003	УЗД	35,1	33,7	34,3	34,9	34,8	32,4	19,8	0	0	35,80	40,00
	превышение ПДУ	0,43	0,45	0,52	0,59	0,64	0,65	0,42	0	0	0,65	0,57
РТ-004	УЗД	36,7	34,8	35,2	35,5	35,1	32,7	22,1	0	0	36,20	40,90
	превышение ПДУ	0,41	0,46	0,53	0,60	0,65	0,65	0,47	0	0	0,66	0,58

Таблица 4.36 – Результаты расчетов акустического воздействия на границе санитарно-защитной зоны УПН Байтуганского месторождения

№ Р.Т.	тип	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.	Лмакс
	ПДУ 7 ⁰⁰ – 23 ⁰⁰	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
РТ-005	УЗД	43,4	41,1	39,4	37,9	36,2	33,3	22,9	0,7	0	37,40	41,70
	превышение ПДУ	0,48	0,55	0,60	0,64	0,67	0,67	0,49	0,02	0	0,68	0,60
РТ-006	УЗД	45,5	43	42,4	41,8	40,8	38,5	30,6	16,2	0	42,30	46,20
	превышение ПДУ	0,51	0,57	0,64	0,71	0,76	0,77	0,65	0,36	0	0,77	0,66
РТ-007	УЗД	42,1	40,9	39,5	38,6	37,1	33,9	22,8	2,3	0	38,10	42,20
	превышение ПДУ	0,47	0,55	0,60	0,65	0,69	0,68	0,49	0,05	0	0,69	0,60

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

0261-01-ОВОС

158

Изм. Код.уч. Лист № док. Подп. Дата

№ Р.Т.	тип	31.5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Лэкв.	Лмакс
	ПДУ 7 ⁰⁰ – 23 ⁰⁰	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
РТ-008	УЗД	41,1	40,5	39,1	38,6	37,9	35,8	26,2	7	0	39,30	40,50
	превышение ПДУ	0,46	0,54	0,60	0,65	0,70	0,72	0,56	0,16	0	0,71	0,58

Анализ полученных данных показал, что на границе промышленной площадки не наблюдается превышения предельно допустимого уровня звукового давления. Наибольшее значения Лэкв в РТ №10 составляет 74,4 дБА, что не превышает ПДУ в рабочей зоне 80 дБА.

Нормирование допустимого уровня акустического воздействия производственных объектов площадки строительства на границе с. Новое Усманово проводилась только по значениям ПДУ для времени суток с 7⁰⁰ ч до 23⁰⁰ ч., т.к. строительные работы проводятся в дневное время суток. Результаты расчета показали, что наибольшее значение эквивалентного уровня шума на границе населенного пункта составляет 36,2 дБА в РТ-004, что не превышает ПДУ эквивалентного уровня шума для времени суток с 7⁰⁰ ч до 23⁰⁰ ч (55 дБА). Значения максимального уровня шума в РТ-001 составляют 40,9 дБА, что не превышает ПДУ максимального уровня шума для времени суток с 7⁰⁰ ч до 23⁰⁰ (70 дБА).

Результаты расчета акустического воздействия производственных объектов при проведении строительных работ, а также отчет по проведенному расчету, представлен в виде карт в Приложении Т, 0261-01-ОВОС2.

4.4 Оценка воздействия вибрации проектируемых объектов в период эксплуатации и строительства

К другим факторам физического загрязнения относится вибрация от проектируемого технологического оборудования и применяемой строительной техники. Специфика работы и применяемое оборудование предполагает отсутствие постоянной вибрации во время приложения труда.

Гигиеническая оценка постоянной и непостоянной вибрации, воздействующей на человека, должна производиться методом частотного (спектрального) анализа нормируемого параметра. При частотном (спектральном) анализе нормируемыми параметрами являются средние квадратические значения виброскорости (v , м/с x 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;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							159

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 с. Ерилкино Клявлинского района Самарской области расположен примерно в 0,542 м к северо-западу от проектируемых скважин. с. Новое Усманово Камышлинского района расположен примерно в 650 км на юго-восток.

4.6 Оценка воздействия на почвенный покров и земельные ресурсы

4.6.1 Оценка воздействия на почвенный покров

В период строительства

Технологические площадки проектируемых скважин и площадок АГЗУ располагаются зачастую на территории существующих кустов скважин Байтуганского месторождения. Земли Байтуганского месторождения имеют разный статус:

- земли промышленности;
- земли лесного фонда;
- земли сельхозназначения.

На территории существующих кустов скважин плодородный слой отсутствует, почвенный покров представлен техногенными грунтами, изредка покрытыми сорной растительностью. В пределах полосы отвода под линейные объекты почвы представлены различными типами, в основном черноземами типичными, карбонатными и черноземами обыкновенными. На территории линейных объектов, верхний плодородный слой, на период строительно-монтажных работ, снимается и перемещается в отвалы минерального грунта. По окончании строительно-монтажных работ производится техническая и биологическая рекультивация в соответствии с Проектами рекультивации земель

Основное воздействие на техногенные грунты связано с производством подготовительных работ, сооружении временных площадок под складирование материалов и оборудования. Складирование отходов производства.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							161

При строительстве проектируемых объектов возможно химическое воздействие продуктов выбросов отработанных газов от транспортных средств и строительных машин. Обладают токсичностью нефтепродукты и ГСМ, которые в случае недобросовестного использования и хранения, могут контактировать с грунтами. Так же возможно засорение территории строительным мусором.

Химическое загрязнение почв возможно только при несоблюдении технологического регламента и возникновении аварийных ситуаций.

В период эксплуатации основными источниками геохимического загрязнения почв являются выбросы загрязняющих веществ. Приземные концентрации элементов-загрязнителей незначительны. Максимальные концентрации элементов-загрязнителей наблюдаются непосредственно у источника загрязнения и постепенно уменьшаются по мере удаления от него, а глубина проникновения в почву загрязнителей незначительна

4.6.2 Оценка воздействия проектируемого объекта на земельные ресурсы

Период строительства

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 (Акты выбора будут представлены вместе с проектной документацией).

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.

Техногенные воздействия, оказываемые в период строительства объектов на земельные ресурсы, выражаются в:

- ухудшения естественных физико-механических и химико-биологических свойств техногенного грунта в результате уничтожения растительного покрова;
- загрязнение поверхности техногенного грунта отходами строительных материалов, бытовым мусором и др.

При этом следует отметить, что взаимодействие на них в период строительства будет носить кратковременный характер.

Размер зон загрязнения от воздействия производства строительного-монтажных работ на земельные ресурсы определяется размерами строительной площадки.

Настоящим проектом предусматривается только техническая рекультивация земель, нарушенных при производстве строительного-монтажных работ, заключающаяся в планировке территории после окончания строительства, засыпке ям, рытвин, уборке строительного мусора и т.п.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							162

Период эксплуатации

В связи с тем, что проектируемые объекты планируется разместить на площадках с бетонным и щебеночным основанием, угнетающее воздействие на почвенный покров при безаварийной эксплуатации оказываться не будет.

Потребность в земельных ресурсах

В административном отношении проектируемые объекты IX очереди Байтуганского месторождения расположены на землях Оренбургской и Самарской областей.

Общий отвод земель по технологической схеме строительства объектов обустройства скважин Байтуганского нефтяного месторождения по всем видам угодий составляет – 1241478 кв.м, в том числе отвод в долгосрочное пользование – 280759 кв.м, во временное – 960719 кв.м. Распределение отводимых земель по угодьям представлено в проекте полосы отвода по Оренбургской и по Самарской области.

Камышлинский район Самарской области – общий отвод земель 132611 кв.м.; временный отвод – 122457 кв.м., постоянный отвод – 10154 кв.м;

Камышлинский район Самарской области – общий отвод земель 51391 кв.м.; временный отвод – 30491 кв.м., постоянный отвод – 20900 кв.м;

Северный район Оренбургской области – общий отвод земель 1057476 кв.м.; временный отвод – 807771 кв.м., постоянный отвод – 249705 кв.м;

Территория работ представлена землями, расчищенными от лесной растительности и частично покрытой лесной растительностью.

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. Компонировка 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 обваловки участка, для линейных объектов строительство ведется в границах землеотвода.

Настоящим проектом предусматривается для площадных объектов только техническая рекультивация земель, нарушенных при производстве строительномонтажных 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.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							163

4.7 Оценка воздействия объекта на поверхностные воды

В процессе строительства и эксплуатации проектируемых объектов будет оказано определенное воздействие на поверхностные и подземные воды, которое будет заключаться как в отборе воды из подземных водоисточников, так и возможном загрязнении подземных вод в случае нештатных (аварийных) ситуаций.

Загрязнение водных объектов происходит, главным образом, в результате инфильтрации загрязняющих веществ с поверхности при аварийных ситуациях, в процессе строительства и эксплуатации.

При оценке техногенного воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды на этапе строительства и эксплуатации проектируемых объектов учитывалось их расположение относительно ближайших поверхностных водотоков.

Проектируемые объекты затрагивают непосредственно поверхностные водотоки такие как Мокрый Якшигул и ручей без названия (площадки скважин и АГЗУ размещены за пределами ВОЗ, прибрежной защитной полосы).

Трасса проектируемых нефтегазосборных коллекторов от ДНС-2 до УПН Ду250 и от АГЗУ-14А до УПН Ду150 пересекает р. Мокрый Якшигул. Переход трубопровода согласно СП 34-116-97 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 и изолирующих фланцев. Надземные участки запроектированы из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ТУ 14-161-148-94 ЗУ из стали 20С.

Трасса проектируемого нефтегазосборного коллектора от АГЗУ-14А до УПН пересекает речей без названия. Аналогично переход трубопровода согласно СП 34-116-97 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 и изолирующих фланцев. Надземные участки запроектированы из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ТУ 14-161-148-94 ЗУ из стали 20С.

В случае возникновения аварийной ситуации, разлив нефти будет сконцентрирован на территории площадок скважин и АГЗУ за счет обвалования и наличия водосборных приемков. В рамках инженерно-экологических изысканий проводился отбор и анализ проб поверхностных вод.

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 и сбросах горюче-смазочных материалов;
- загрязнение первого водоносного горизонта различными сточными водами на строительных площадках и др. (в случае нарушения технологии строительства);
- в изъятии подземных водных ресурсов на хозяйственно-питьевые и производственные нужды в период строительства.

На этапе эксплуатации воздействие на подземные воды в районе осуществления намечаемой деятельности будет заключаться в возможном загрязнении подземных вод

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							164

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 рН, в появлении запаха, окраски и др.

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

Однако, 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 будет 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.

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.

4.7.1 Период демонтажа

- **Водопотребление. Источники водоснабжения**

При демонтаже проектируемых объектов водопотребление предусмотрено:

- а) на хозяйственно-питьевые нужды;
- б) на проведение демонтажных работ.

а) На хозяйственно-питьевые нужды

На период проведения демонтажных работ в соответствии с ВНТП-3-85 (п.п. 3.24 - 3.26) для хозяйственно-питьевого водоснабжения следует использовать привозную воду.

В соответствии с разделом «Организация демонтажа» технологической части данного проекта, где проведен расчет потребности строительства в кадрах, численность рабочих, занятых на строительстве объекта составляет 32 человека. Перевозке подлежит 100 % работающих, работа персонала – односменная. База материально-технического обеспечения расположена на территории ООО «БайТекс». 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.

Размещение рабочих будет осуществляться в передвижных благоустроенных вагончиках типа «Ермак». Питание строительных рабочих привозное. По окончании строительства сооружения временной базы демонтируются.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							165

Согласно СНиП 2.04.01-85 нормы расхода воды питьевого качества для хозяйственно-питьевого водоснабжения составляют 25 л/чел. в смену. Вода, используемая для хозяйственно-питьевых 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 0,8 м³/сут. Кроме того, потребуется вода для душевых сеток, из расчета 0,5 м³/сут на 1 душ. сетку, на 2 душевые сетки – потребуется 1,5 м³/сут. Таким образом, на хозяйственно-питьевые нужды расход воды составляет 2,3 м³/сутки.

В качестве источника питьевого водоснабжения все работающие на строительстве должны быть обеспечены бутилированной питьевой водой.

Доставка воды питьевого качества для хозяйственно-питьевого водоснабжения предусматривается специализированным автотранспортом, проходящим периодические осмотры на санитарно-гигиеническое состояние.

На производственные нужды на период строительства потребуется техническая вода – на пожаротушение и для технических нужд строительства. Расходы воды на производственные нужды рассчитаны в разделе 6. «Проект организации демонтажа» настоящего проекта и составят – 0,003 м³/час. Расход воды на пожаротушение – 20 л/сек.

Данные объемы водоснабжения определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

В качестве источника воды на производственные нужды принята существующая система производственно-технического водоснабжения Байтуганского месторождения.

Данные объемы водоснабжения определены только на период демонтажа объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

Характеристика водопотребителей при проведении строительных работ на проектируемых объектах Байтуганского нефтяного месторождения представлена в таблице 4.37.

Таблица 4.37 - Характеристика водопотребителей в период демонтажа проектируемых объектов на Байтуганском месторождении

Наименование потребителя	Количество	Нормы расхода воды	Расход воды		Примечание
			м ³ /сут.	м ³ /час	
Водоснабжение строительных рабочих (хозяйственно-питьевые нужды)	32 чел.	25 л/чел. в смену	0,8	0,1	Работа персонала односменная
Водоснабжение душевых	3 душевых	500 л/час на	1,5	1,5	

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							166

кабин	сеткок	1 душ. сетку			Работа душевых кабин – 1 раз/сут. в течение часа
Производственные нужды	расчет	0,20 л/с	1,0	0,125	-
ИТОГО:			3,3	1,725	

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 4.38*.

Таблица 4.38 - Характеристики водопотребления во время демонтажа проектируемых объектов на Байтуганском месторождении

№№ п/п	Наименование показателей	Водопотребление	
		м³/сут.	м³/период
1.	Забор воды всего, в т.ч.:	3,3	198,0
	– из поверхностных вод;	-	-
	– из подземных вод;	3,3	198,0
	– из водопровода города;	-	-
	– или другого предприятия.	-	-
2.	Использование воды на собственные нужды, в т.ч.:	3,3	198,0
	– на хозяйственные;	2,3	138,0
	– на производственные.	1,0	60,0

Данные объемы водоснабжения определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

• Водоотведение. Системы и способы водоотведения

На период демонтажа существующих объектов Байтуганского месторождения образуются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые.

Других источников сточных вод при строительстве нет.

Количество хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся в период демонтажа существующих объектов, принимается равным водопотреблению на хозяйственно-питьевые нужды (СНиП 2.04.01-85).

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							167

Для сбора жидких бытовых отходов от обслуживающего персонала сооружается временный водонепроницаемый выгреб объемом 4,5 м³. Расчет бытовых сточных вод на время демонтажа представлен в *таблице 4.39*.

Таблица 4.39 - Характеристики водоотведения на время демонтажа существующих объектов 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
Строительно-демонтажные и подготовительные работы	32	60	0,8	48,0	1,5	90,0	2,3	138,0

Данные объемы хозяйственно-бытовых сточных вод определены только на период демонтажа существующих объектов и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

По мере наполнения выгребной ямы хозяйственно-бытовые сточные воды будут вывозиться, и утилизироваться подрядной организацией, имеющей лицензию на данный вид деятельности.

По окончании строительных работ сооружения временной базы демонтируются с последующей рекультивацией используемых земель.

4.7.2 Период строительства

• Водопотребление. Источники водоснабжения

При строительстве проектируемых объектов водопотребление предусмотрено:

- а) на хозяйственно-питьевые нужды;
- б) на проведение строительных работ (для проведения гидравлического испытания трубопроводов).

а) На хозяйственно-питьевые нужды

На период проведения строительных работ в соответствии с ВНТП-3-85 (п.п. 3.24 - 3.26) для хозяйственно-питьевого водоснабжения следует использовать привозную воду.

В соответствии с разделом «Организация строительства» технологической части данного проекта, где проведен расчет потребности строительства в кадрах, численность рабочих, занятых на строительстве объекта составляет 117 человек. Перевозке подлежит 100 % работающих, работа персонала – односменная. База материально-технического обеспечения расположена на территории ООО «БайТекс». Проживание рабочих предусмотрено в с. Новое Усманово. Доставка персонала к месту работы и обратно

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							168

организовывается силами подрядной организации. Для перевозки персонала используются специальные вахтовые автобусы, сертифицированные специально для этой цели. Максимальное расстояние перевозки 20 км.

Размещение рабочих будет осуществляться в передвижных благоустроенных вагончиках типа «Ермак». Питание строительных рабочих привозное. Состав временной базы строителей представлен на рис. 3.2. По окончании строительства сооружения временной базы демонтируются.

Согласно СНиП 2.04.01-85 нормы расхода воды питьевого качества для хозяйственно-питьевого водоснабжения составляют 25 л/чел. в смену. Вода, используемая для хозяйственно-питьевых 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 2,58 м3/сут. Кроме того, потребуется вода для душевых сеток, из расчета 0,5 м3/сут на 1 душ. сетку, на 10 душевые сетки – потребуется 5,0 м3/сут.

Таким образом, на хозяйственно-питьевые нужды расход воды на каждый этап составляет 7,58 м3/сутки.

В качестве источника питьевого водоснабжения все работающие на строительстве должны быть обеспечены бутилированной питьевой водой.

Доставка воды питьевого качества для хозяйственно-питьевого водоснабжения предусматривается специализированным автотранспортом, проходящим периодические осмотры на санитарно-гигиеническое состояние.

б) На проведение строительных работ (для проведения гидравлического испытания трубопроводов и оборудования)

На производственные нужды на период строительства потребуется техническая вода – на пожаротушение и для технических нужд строительства. Расходы воды на производственные нужды рассчитаны в разделе 6. «Проект организации строительства» настоящего проекта и составят – 0,47 м3/час. Расход воды на пожаротушение – 15 л/сек.

Данные объемы водоснабжения определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

В качестве источника воды на производственные нужды принята существующая система производственно-технического водоснабжения Байтуганского месторождения.

На период проведения строительных работ требуется также вода технического качества для проведения гидравлического испытания трубопроводов.

После окончания строительно-монтажных работ трубопроводы продуваются и подвергаются гидравлическому испытанию по специальной инструкции в соответствии с ВСН 011-88 и СП 34-116-97. Специальная инструкция на очистку полости и испытание составляется строительно-монтажной организацией и согласовывается с заказчиком по каждому конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, также согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопроводов. В состав комиссии входят представители генерального подрядчика, субподрядных организаций, заказчика и Ростехнадзора.

Объем воды для гидроиспытания по этапам строительства представлен в в разделе ПОС. В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубопровода водой;
- подъем давления до испытательного;
- испытание на прочность;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 169
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-------------

выделением её на УПН «Байтуганская» и утилизацией её в системе ППД Байтуганского месторождения.

Данные объемы водоснабжения определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются. Характеристика водопотребителей при проведении строительных работ на проектируемых объектах Байтуганского нефтяного месторождения представлена в *таблице 4.40*.

Таблица 4.40 - Характеристика водопотребителей в период строительства проектируемых объектов УПН Байтуганского месторождения

Наименование потребителя	Количество	Нормы расхода воды	Расход воды		Примечание
			м3/сут.	м3/час	
Водоснабжение строительных рабочих (хозяйственно-питьевые нужды)	117 чел.	25 л/чел. в смену	2,93	0,37	Работа персонала односменная
Водоснабжение душевых кабин	10 душевых сеток	500 л/час на 1 душ. сетку	5,000	5,000	Работа душевых кабин – 1 раз/сут в течение часа
Производственные нужды	расчет	0,15 л/с	3,42	0,47	-
Проведение гидроиспытаний технологических трубопроводов	расчет	Ø159x8, L=6194,2м	114,0	-	Расчетный объем по наиболее протяженному участку трубопроводов
ИТОГО:			125,35	5,84	

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 4.41*.

Таблица 4.41 - Характеристики водопотребления на время строительства проектируемых объектов Байтуганского месторождения

№№ п/п	Наименование показателей	Водопотребление	
		м3/сут.	м3/период
1.1	Забор воды всего, в т.ч.: из поверхностных вод; из подземных вод; из водопровода города; или другого предприятия.	125,35	4881,0
		-	-
		125,35	4881,0
		-	-
1.2	Использование воды на собственные нужды, в т.ч.: на хозяйственно-питьевые; на производственные.	125,35	4881,0
		7,93	3330,6
		117,42	1550,4

Данные объемы водоснабжения определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

171

• Водоотведение. Системы и способы водоотведения

На период строительства проектируемых объектов Байтуганского месторождения образуются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые;
- производственные.

Других источников сточных вод при строительстве нет.

Количество хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся в период строительства проектируемых объектов, принимается равным водопотреблению на хозяйственно-питьевые нужды (СНиП 2.04.01-85).

Для сбора жидких бытовых отходов от обслуживающего персонала сооружается временный водонепроницаемый выгреб объемом 4,5 м³. Расчет бытовых сточных вод на время строительства представлен в *таблице 4.42*.

Таблица 4.42 - 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	
			м ³ /сут	м ³ /период	м ³ /сут.	м ³ /период	м ³ /сут.	м ³ /период
Период строительства	117	420	2,93	1230,6	5,0	2100,0	7,93	3330,6

Данные объемы хозяйственно-бытовых сточных вод определены только на период строительства объекта и в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

По мере наполнения выгребной ямы отходы будут вывозиться, и утилизироваться подрядной организацией, имеющей лицензию на данный вид деятельности, на 2020 год такой договор был заключен с ООО «Спецэкотранс» № 49 от 29.05.2020 (см.Приложение Ц).

По окончании строительных работ сооружения временной базы демонтируются с последующей рекультивацией используемых земель.

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 – **114 м³**.

После проведения гидравлических испытаний трубопроводов воду вывозят автотранспортом на площадку очистки пластовой воды УПН Байтуганского нефтяного месторождения для закачки в систему ППД, без ее сброса в водные объекты.

Согласно ТУ на водоотведение (см. Приложение М), предельно-допустимое содержание загрязнений в производственных сточных водах, принимаемых на очистку составляет:

- взвешенные вещества до 300 мг/л;
- нефтепродуктов до 100 мг/л;
- БПК до 40 мг/л.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							172

Расчет расхода производственно-дождевых сточных вод с площадок 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». Расчет представлен в томе 0261-01-00-ИОСЗ в приложении Б.

Площадки устьев скважин приняты двух типов.

Площадь площадки устья скважины I типа составляет 1.7 м² (0.00017 Га).

Площадь площадки устья скважины II типа составляет 8.0 м² (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 4.43.

Таблица 4.43 – Расход производственно-дождевых стоков

Наименование объектов водоотведения	Площадь канализования, Га	Объем расчетного дождя, W _{оч. сут} , м ³ /сут.	Объем талых стоков, м ³ /сут.	Среднегодовой объем стоков, м ³ /год	Примечание
Площадка устья скважины I типа	0.00017 x 59 = 0.01003	0.0098 x 59 = 0.5782	0.0033 x 59 = 0.1947	0.393 x 59 = 23.2	
Площадка устья скважины II типа	0.0008 x 2 = 0.0016	0.0461 x 2 = 0.0922	0.0154 x 2 = 0.0308	1,85 x 2 = 3.7	
Площадка входной гребенки ГР-1	0,0036	0.21	0.07	8.3	
Всего		0.8804	0.2955	35.2	

Средняя концентрация загрязнителей в поверхностных (дождевых) сточных водах, сбрасываемых с технологических площадок проектируемых объектов принимается в соответствии с п. 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.

Предварительная очистка сточных вод не предусматривается.

По мере заполнения емкостей производственно-дождевые стоки будут вывозиться автобойлером на очистные сооружения УПН Байтуганского месторождения с дальнейшей очисткой и закачкой в системы ППД (см. 0261-01-00-ООС Книга 2 приложение Б).

Бытовые сточные воды на проектируемых объектах Байтуганского нефтяного месторождения не образуются.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Сводные расходы сточных вод определены и представлены в *таблице 4.44*.

Таблица 4.44 - Сводная таблица расходов сточных вод на объектах Байтуганского нефтяного месторождения

Категория сточных вод	Расчетный расход		Место сброса или использования сточных вод
	м ³ /сут.	м ³ /год	
Производственно-дождевые сточные воды	0,096	35,2	После очистки в систему ППД Байтуганского месторождения
ИТОГО:	0,096	35,2	

Дождевые (талые) сточные воды ввиду их непериодичности в балансе водопотребления и водоотведения предприятия не учитываются.

Управление и контроль за ходом технологического процесса осуществляется из диспетчерского пункта расположенного на УПН Байтуганского месторождения.

В связи с выше сказанным, расчет количества хозяйственно-бытовых сточных вод на период эксплуатации проектируемых объектов не производился.

Проектируемые системы канализации

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 с последующим вывозом передвижной техникой на очистные сооружения УПН Байтуганского нефтяного месторождения.

Для сбора и отвода дождевых и талых вод с проектируемых площадок настоящим разделом проекта предусматривается устройство производственно-дождевой канализации на площадках добывающих проектируемых скважин.

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.

Для приема стоков на площадках устанавливаются дождеприемники.

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.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							175

Снаружи предусмотрена обмазка мятой глиной слоем толщиной 200 мм.

Контроль за наполнением канализационных емкостей осуществляется визуально, путем погружения в емкость щупа (метроштока).

По мере заполнения емкостей производственно-дождевые стоки будут вывозиться автобойлером на очистные сооружения УПН Байтуганского месторождения с дальнейшим использованием в системе ППД (см. 0261-01-00-ООС Книга 2 приложение Б). Пропускная способность сети и сооружений дождевой канализации рассчитана на прием сточных вод по наибольшему расчетному расходу дождевых вод с открытых площадок.

Характеристика сооружений канализации проектируемых объектов Байтуганского нефтяного месторождения представлена в *таблице 4.45*.

Таблица 4.45 - Характеристика сооружений канализации проектируемых объектов Байтуганского нефтяного месторождения

Наименование сооружений	Примененное оборудование		Номер, тип проекта, ОСТ, ГОСТ
	Характеристика	Количество	
Емкость для сбора проливневых стоков с площадки скважин (61 шт.)	Резервуар стальной горизонтальный $V = 5 \text{ м}^3$	61	РГС-5-16ГС-ПМ, ОАО «Салаватнефтемаш»

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.

Для сбора бытовых стоков от существующих объектов УПН Байтуганского месторождения установлена канализационная емкость объемом 25 м3 с последующим вывозом стоков на очистные сооружения муниципального унитарного предприятия. 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 в систему пластовой воды для совместной очистки на очистных сооружениях пластовых и дождевых стоков. Очищенные совместно пластовые и дождевые сточные воды подаются на прием насосов существующей БКНС и используются в системе поглощения Байтуганского месторождения и в системе ППД.

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

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							176

Настоящим разделом проекта предусматривается устройство производственно-дождевой канализации с проектируемой площадки входной гребенки ГР-1 на УПН Байтуганского месторождения

Отвод стоков с площадки входной гребенки предусматривается по самотечному проектируемому трубопроводу в проектируемый колодец с гидрозатвором и далее в существующую сеть производственно-дождевой канализации УПН Байтуганского месторождения.

В соответствии с ВНТП-3-85 (п.п. 3.24-3.26) централизованные системы промливневой и бытовой канализации с очистными сооружениями на проектируемых объектах не предусматриваются.

Производственно-дождевые сточные воды по мере заполнения канализационных емкостей при помощи автобойлерной техники будут откачиваться на Байтуганскую УПН, где после очистки будут использоваться в системе ППД

По мере накопления донного осадка очистка канализационных емкостей с последующим вывозом нефтешлама с территории ООО «БайТекс» будет осуществляться подрядной организацией согласно договору.

Баланс водопотребления и водоотведения

Настоящим проектом предусматривается обустройство добывающих скважин Байтуганского месторождения. При эксплуатации проектируемых объектов, изменений в водопотреблении не произойдет, производственные стоки не образуются.

В связи с этим баланс водопотребления и водоотведения по проектируемым объектам не проводился

Учитывая, что все сточные воды собираются и направляются на переработку в систему ППД УПН Байтуганского месторождения, можно утверждать, что прямого воздействия на водные объекты оказываться не будет.

4.8 Оценка воздействия отходов промышленного объекта на состояние окружающей среды

4.8.1 Период строительства и демонтажа

В процессе реализации намечаемой деятельности отходы будут образовываться на всех без исключения этапах работ:

- на этапе проведения строительства объекта (подготовительные, земляные, строительномонтажные работы - монтаж оборудования);
- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код 7 33 100 01 72 4);
- лом и отходы стальные в кусковой форме незагрязненные (код 4 61 200 02 21 5);

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							177

IV класс опасности: 1923,647 т/год
V класс опасности: 113,4820 т/год
Итого по этапу: **2037,13 т/год**

На предприятии осуществляется отдельный сбор и временное хранение отходов в специально оборудованных местах временного хранения, оборудованных в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления». Характеристика отходов, места временного хранения и способ их утилизации при строительстве проектируемого объекта приведены в *таблице 11.1, представленной в приложении Я 0261-01-00-ООС2*

4.8.2 Период эксплуатации

На этапе эксплуатации объекта образуются:

- 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).

Расчет образования отходов в период эксплуатации

9 11 200 02 39 3 Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов

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

Количество осадка, образующегося при эксплуатации канализационной и дренажной емкостей на кустовой площадке, определялось расчетно-аналитическим методом.

При зачистке резервуаров количество осадка составляет (т):

$Q = M + P$, где (5.1)

M – масса налипшего нефтепродукта на внутренней боковой поверхности резервуара, т;

$M = K_s * S_{бп} * 10^{-3} * \rho$, (5.2)

где K_s – коэффициент налипания на вертикальную поверхность; $K_s = 3$

$S_{бп}$ – площадь боковой поверхности резервуара, m^2 ;

ρ – плотность нефтепродукта (осадка), t/m^3 ;

$S_{бп} = \pi * D * H$, где (5.3)

D – диаметр резервуара, м;

H – высота налипания осадка, м.

P – масса осадка на днище резервуара, т;

$P = \gamma * S_{дн} * H * \rho$, где (5.4)

γ – доля содержания нефтепродукта в осадке;

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							179

$S_{дн}$ – площадь дна резервуара, м².

Таблица 4.46 - Расчет образования осадка в дренажной и канализационной емкости*

Объем емкости	K_s	ρ	D	L	$S_{бп}$	H_1	γ	$S_{дн}$	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.

В результате введения в эксплуатацию проектируемого объекта штатное расписание предприятия не изменится, дополнительного образования отходов от жизнедеятельности персонала не произойдет.

Основанием для определения ежегодных объемов образования отходов явились расчеты, выполненные на основании действующих методик расчетов нормативов образования отходов.

Ориентировочные ежегодные объемы опасных отходов при эксплуатации представлены в *таблице 11.1* и составляют:

III класс опасности 1,122 т/год;

IV класс опасности 3,190 т/год;

Итого: 4,312 т/год.

Характеристика отходов, способ их утилизации при эксплуатации объекта приведены в *таблице 4.48*. Данный перечень в ходе эксплуатации проектируемого объекта может корректироваться.

Все принятые методы утилизации отходов соответствуют современным санитарно-экологическим требованиям.

Результаты расчета количества отходов, образующихся в процессе эксплуатации проектируемых объектов, представлены в приложении Н.

Объемы образующихся отходов не разделялись на периоды эксплуатации, поскольку количество шахтных колодцев и дренажных емкостей на площадках скважин не изменится после перевода добывающих скважин в систему ППД.

Количество образующихся отходов по классам опасности за период строительства демонтажных работ и на период эксплуатации приведено в *таблице 4.47*.

Таблица 4.47 - Количество образующихся отходов по классам опасности

Класс опасности (по ФККО)	Наименование отхода (код по ФККО)	Количество отходов, т	Количество отходов по классам опасности
Период строительных и демонтажных работ			
IV класс опасности	Отходы шлаковаты незагрязненные (код 4 57 111 01 20 4)	0,426	12,6477
	Шлак сварочный (код 9 19 100 02 20 4)	0,077	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

Лист
180

	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15 %) (код 9 19 204 02 60 4)	0,074	
	Отходы битума нефтяного (код 3 08 241 01 21 4)	8,0277	
	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) (код 7 33 100 01 72 4)	4,043	
V класс опасности	Лом и отходы стальные несортированные (код 4 61 200 99 20 5)	3,054	113,4820
	Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные (4 34 110 02 29 5)	0,420	
	Остатки и огарки стальных сварочных электродов (код 9 19 100 01 20 5)	0,077	
	Отходы сучьев, ветвей, вершинок от лесоразработок (1 52 110 01 21 5)	37,014	
	Отходы корчевания пней (1 52 110 02 21 5)	72,917	
ИТОГО на период строительных работ :		126,1297	
На период эксплуатации проектируемых объектов			
IV класс опасности	Отходы (шлам) при очистке сетей колодцев дождевой (ливневой) канализации (7 21 800 01 394)	3,190	3,190
III класс опасности	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти (код 9 11 200 02 39 3)	1,122	1,122
ИТОГО на период эксплуатации проектируемых объектов:		4,312	

Таблица 4.48 - Характеристика отходов и способов их удаления (складирования) на проектируемом объекте

Наименование отхода	Место образования (цех, процесс)	Код (класс опасности)	Физико-химическое состояние*	Период образования	Кол-во отходов т/период	Место накопления	Способ размещения, утилизации, обезвреживания
1	2	3	4	5	6	7	8
На период демонтажа существующих объектов							

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

181

Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате жизнедеятельности и 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 поли-мерные материалы - 25-30 %, так же может содержать: текстиль, пищевые отходы, стекло, резина, песок, вода, древесина.	Период демонтажных работ	0,0350	Собирают и временно хранят в металлических контейнерах ТКО (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках.	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №238 от 12.12.2019 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированный	строительная площадка	7 36 100 01 30 5	Смесь твердых материалов и изделий Картофель-65%, овощи-15%, фрукты-8%, мясные-2%, животные и растительные жиры-10%	Период демонтажных работ	0,0108	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Обгирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15%)	Образуется в результате деятельности обслуживающего персонала	9 919 204 02 60 4	Изделия из волокон. Текстиль (тряпье)-95,5%, масло нефтяное-4,5%	Период демонтажных работ	0,0080	Собирают и временно хранят в металлических контейнерах ТБО (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках.	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Лом и отходы стальных изделий незагрязненные	строительная площадка	4 61 200 01 51 5	Тверд. Лом стальной - 100 %	Обращение с продукцией из стали, приводящее к утрате ее потребительских свойств (демонтажные работы)	11,1000	Водонепроницаемая площадка под навесом, хранение навалом	Передача ООО "Вторчермет" для переработки, согласно договору №1357/25-08/18 (ООО "Вторчермет" имеет лицензию №ЧЦЛ 046 от 03.09.14 г.). Доставка отхода от места хранения до участка хранения до участку покупателя, недропользователь осуществляет самостоятельно.
Перчатки из натуральных волокон, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	Строительная площадка	4 02 312 03 60 4	Изделие из волокон	период строительства	0,0048	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

182

спецодежда из брезентовых хлопчатобумажных огнезащитных тканей, утратившая потребительские свойства, незагрязненная	Строительная площадка	4 02 121 11 604	Изделие из волокон	период строительства	0,0017	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
---	-----------------------	-----------------	--------------------	----------------------	--------	--	---

ИТОГО за период демонтажа существующих объектов:

11,1603

На период строительства проектируемых объектов

Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате жизнедеятельности и персонала предприятий в период его нахождения на рабочем месте, при санитарной уборки бытовых и офисных помещений предприятия	Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате жизнедеятельности и 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 поли-мерные материалы - 25-30 %, так же может содержать: текстиль, пищевые отходы, стекло, резина, песок, вода, древесина.	Постоянно	1,8375	Собирают и временно хранят в металлических контейнерах ТКО (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках.	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №238 от 12.12.2019 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Лом и отходы стальных изделий незагрязненные	Строительная площадка	4 61 200 01 51 5	Твердое. Лом стальной - 100 %	Обращение с продукцией из стали, приводящее к утрате его потребительских свойств (строительные монтажные работы)	0,1598	Водонепроницаемая площадка под навесом, хранение навалом	Передача ООО "Вторчермет" для переработки, согласно договору №1357/25-08/18 (ООО "Вторчермет" имеет лицензию №ЧЦЛ 046 от 03.09.14 г.). Доставку отхода от места временного хранения до участка покупателя, недропользователь осуществляет самостоятельно.
Остатки и огарки стальных сварочных электродов	Строительная площадка	9 19 100 01 20 5	Твердое. Mn - 0,42 %; Fe - 93,48 %; Fe ₂ O ₃ - 1,5 %; C - 4,9 %.	Производство сварочных работ	0,1650	Собирают и временно хранят в металлических контейнерах ТБО (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках.	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Шлак сварочный	Строительная площадка	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	0,1100	Собирают и временно хранят в металлических контейнерах ТКО (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках.	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

183

Обгирочный материал, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15%)	Образуется в результате деятельности обслуживающего персонала	9 919 204 02 60 4	Изделия из волокон. Текстиль (тряпье)-95,5%, масло нефтяное-4,5%	период строительства	0,6300	Собирают и временно хранят в металлических контейнерах ТКО (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках.	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Отходы изолированных проводов и кабелей	Строительная площадка	4 82 302 01 52 5	Изделия из нескольких материалов. Цветные металлы, полимер	период строительства	0,0030	Собирают и временно хранят в металлических контейнерах ТКО (баки для мусора), установленных на открытых бетонных площадках.	Передача ООО "Иркутский Вторчермет" для переработки, согласно договору №1360/25-08/18 (ООО "Иркутский Вторчермет" имеет лицензию №ЧЦЛ 009 от 09.11.12 г.). Доставку отхода от места временного хранения до участка покупателя, недропользователь осуществляет самостоятельно.
Отходы шлаковаты незагрязненные	Строительная площадка	4 57 111 01 20 4	Твердые. Шлаковата-100%	После проведения антикоррозионных работ	0,0180	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передача ООО "ИНК" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №357/60-02/15 от 26.10.2015 г (ООО "ИНК" имеет Лицензию №03800194 от 05.04.16 г)
Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированный	Строительная площадка	7 36 100 01 30 5	Смесь твердых материалов и изделий. Картофель-65%, овощи-15%, фрукты-8%, мясные-2%, животные и растительные жиры-10%	период строительства	0,5670	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Отходы полиэтилена незагрязненного	Строительная площадка	4 34 110 02 29 5	Прочие формы твердых веществ. Полиэтилен-100%	После проведения антикоррозионных работ	0,0035	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передается ООО "Чистые технологии Байкала" согласно договору №У19-88 от 04.12.2019 г. (ООО "Чистые технологии Байкала" имеет Лицензию №03800193/П от 13.02.2018 г)
Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %)	Строительная площадка	4 68 112 02 51 4	Твердые. Жесть - 95 %, краска - 5 %.	После проведения работ по антикоррозионной обработке и оборудования	0,0031	Специально отведенное место, отдельный отсек (ларь) на поддоне	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Перчатки из натуральных волокон, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	Строительная площадка	4 02 312 03 60 4	Изделие из волокон	период строительства	0,0335	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
спецодежда из брезентовых хлопчатобумажных огнезащитных тканей, утратившая потребительские свойства, незагрязненная	Строительная площадка	4 02 121 11 60 4	Изделие из волокон	период строительства	0,0239	Открытая водонепроницаемая площадка, металлический контейнер с крышкой	Передача ООО "СПЕЦАВТО" для размещения на полигоне ТБО согласно договору №17 от 09.01.2020 г. (ООО "СПЕЦАВТО" имеет лицензию №03800146 от 11.01.2016 г)
Отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин	образуется в результате жизнедеятельности и строительной бригады рабочих	7 32 221 01 30 4	Дисперсные системы. Вода - 93 %; азот - 1,1 %; фосфор - 0,26 %; калий - 0,22 %; белки - 2,71 %; жиры - 1,63; углеводы - 1,08 %.	Период строительства	1,5593	Биотуалет	Передача ООО "ИНК" для очистки на КСК-120 ЯНГКМ, согласно договору № 358/60-02/15 от 26.10.2015 г. (ООО "ИНК" имеет лицензию № 038 00194/п от 27.02.2020 г)
Отходы (осадки) из выгребных ям	образуется в результате жизнедеятельности и строительной бригады рабочих	7 32 100 01 30 4	Дисперсные системы. Вода - 93 %; азот - 1,1 %; фосфор - 0,26 %; калий - 0,22 %; белки - 2,71 %; жиры - 1,63; углеводы - 1,08 %.	период строительства	382,5000	выгребной колодец V=4,5 м3	Передача ООО "ИНК" для очистки на КСК-120 ЯНГКМ, согласно договору № 358/60-02/15 от 26.10.2015 г. (ООО "ИНК" имеет лицензию № 038 00194/п от 27.02.2020 г)
ИТОГО за период строительства проектируемых объектов:					387,6136		

На период эксплуатации проектируемых объектов

Отход (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации	Шахтный колодец на площадке скв.	7 21 800 01 39 4	Нефтепродукты вязкие - 2,0 %, вода, песок - 97,0 %, железо (II, III) оксиды - 1,0 %	Непрерывное	0,00186	сбор осуществляется в шахтные колодцы	Передается согласно договору ООО "ИНК", которая осуществляет откачивание, транспортировку и размещение отхода согласно лицензии № 038 00194/п от 27.02.2020 г(место размещения: Иркутская область, Усть-Кутский район, п. Верхнемарково)
Отход (шлам) при очистке сетей, колодцев дождевой (ливневой) канализации	Шахтный колодец на площадке скв.	7 21 800 01 39 4	Нефтепродукты вязкие - 2,0 %, вода, песок - 97,0 %, железо (II, III) оксиды - 1,0 %	Непрерывное	0,004575	сбор осуществляется в шахтные колодцы	Передается согласно договору ООО "ИНК", которая осуществляет откачивание, транспортировку и размещение отхода согласно лицензии № 038 00194/п от 27.02.2020 г(место размещения: Иркутская область, Усть-Кутский

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

185

							район, п. Верхнемарково)
Шлам очистки емкостей и трубопровода в от нефти и нефтепродуктов	Технологическая площадка АГЗУ Зачистка дренажной емкости V=5м3	9 11 200 02 39 3	вода-25%, взвешенные вещества-65%, нефтепродукты -10%	Непрерывное	0,1019	сбор осуществляется в дренажную емкость ЕП-1	Передается согласно договору ООО "ИНК", которая осуществляет откачивание, транспортировку и размещение отхода согласно лицензии № 038 00194/п от 27.02.2020 г (место размещения: Иркутская область, Усть-Кутский район, п. Верхнемарково)
Шлам очистки емкостей и трубопровода в от нефти и нефтепродуктов	Технологическая площадка АГЗУ Зачистка дренажной емкости V=5м3	9 11 200 02 39 3	вода-25%, взвешенные вещества-65%, нефтепродукты -10%	Непрерывное	0,1019	сбор осуществляется в дренажную емкость ЕП-1	Передается согласно договору ООО "ИНК", которая осуществляет откачивание, транспортировку и размещение отхода согласно лицензии № 038 00194/п от 27.02.2020 г (место размещения: Иркутская область, Усть-Кутский район, п. Верхнемарково)

ИТОГО :					0,2102		
----------------	--	--	--	--	---------------	--	--

* - 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. Битумы нефтяные строительные. Технические условия; Методические рекомендации по разработке проекта нормативов предельного размещения отходов для теплоэлектростанций, теплоэлектроцентралей, промышленных и отопительных котельных. Санкт-Петербург 1998 г.; Энциклопедия неорганических материалов. Главная редакция украинской советской энциклопедии, Киев, 1977 г.; Методические рекомендации по разработке проекта нормативов предельного размещения отходов для теплоэлектростанций, теплоэлектроцентралей, промышленных и отопительных котельных. Санкт-Петербург 1998 г.

** - Лицензии и договора представлены в приложении П, 1837/51-09/18/8-ОНИПИ-КП8,9-ИНМ-ООС2.2

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.

4.9 Оценка воздействия промышленного объекта на растительный и животный мир

Настоящим проектом 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, С_{1S}). Проектными решениями предусмотрена обустройство 57шт. добывающих скважин, строительство 14 шт. АГЗУ, строительство выкидных трубопроводов.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							186

Настоящим проектом предусматривается техническая и биологическая рекультивация земель, нарушенных при производстве строительного мусора и т.п.

4.9.1 Период строительства и демонтажных работ

Воздействие на растительность

При реализации проекта на растительность возможны следующие основные виды воздействия:

- уничтожение сорной растительности с площадки строительства;
- загрязнение компонентов среды взвешенными, химическими веществами при строительстве и эксплуатации объектов Байтуганского месторождения.

Изменение воздушного режима прилегающих к площадке реконструкции УПН естественной растительности произойдет в результате выбросов выхлопных газов при работе автотранспорта, строительных машин и механизмов в период строительства проектируемых объектов. Накопление вредных и токсичных веществ в растительной биомассе будет способствовать передаче этих веществ по трофическим цепям с дальнейшей концентрацией их на высших трофических уровнях, например в популяциях хищников. В долгосрочной перспективе, подобные процессы могут привести к упадку популяций отдельных видов животных.

При выполнении проектных решений и соблюдении необходимых экологических требований растительный покров на смежных (прилегающих) с проектируемой территорией участках нарушениям подвержена не будет.

Воздействие на животный мир

Воздействие на наземный животный мир связано с усилением шумового, вибрационного воздействия на животных, обитающих в непосредственной близости от УПН Байтуганского месторождения.

Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов и напорных нефтепроводов пересекают реку Мокрый Якшигул и ручьи без названия. Согласно отчета «Корректировки материалов по оценке воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания по объекту: «Боустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», выполненного Саратовским филиалом ФГБНУ «ВНИРО» («СаратовНИРО») реализация работ по проекту окажет прогнозируемый ущерб:

- временный ущерб – 5,16 кг.
 - постоянный ущерб (на срок 20 лет) – 0,10 кг.
- Общая величина предотвращаемого ущерба, составит – 5,26 кг.

Согласно п.31 Метадикти определения негативного воздействия...(приказ Росрыболовства №238 от 06.05.2020г), если суммарная 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

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							187

расчета, разработки, организации и проведения мероприятий превышают потери биоресурсов в денежном эквиваленте.

4.9.2 Период эксплуатации

Проектируемый объект не является фактором дополнительной нагрузки на растительный и животный мир. Его безаварийная эксплуатация не приведёт к изменению существующего состояния ни одного компонента окружающей природной среды.

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 животный мир на сильно преобразованных территориях.

4.10 Оценка воздействия на ООПТ, исторические и археологические памятники в зоне воздействия проектируемых объектов

Согласно информации, представленной от уполномоченных органов (приложение Е), 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.

4.11 Оценка воздействия на социальные условия и здоровье населения

Социально-экономические условия района работ

Данные о социально-экономических условиях рассматриваемой территории приводятся по состоянию на 01.01.2018 г, в соответствии с официальных сайтов Муниципального образования Самарской области Камышлинского района (kamadm63@mail.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.

УПН Байтуганского месторождения расположена на территории Камышлинского района Самарской области.

Муниципальный район *Камышлинский* расположен в северо-восточной части Самарской области, в верхнем течении реки Сок. Граничит с муниципальными районами

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							188

Самарской области Клявлинский, Похвистневский, Исаклинский 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 01.01.2011г.: – 11,412 тыс. человек, из них экономически активное население: городское – 0%, сельское – 100%. Национальный состав: татары - 9244 чел. (81%), русские - 1073 чел. (9,4%), чувашаи - 593 чел. (5,2%), мордва - 169 чел. (1,48%), украинцы - 89 чел. (0,78%), азербайджанцы - 89 чел. (0,78%).

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 АООТ «Автотранспортное предприятие» и АООТ «Камышлинский Агропромтранс». На территории района ведется добыча нефти.

Санитарно-эпидемиологическая обстановка

Оценка санитарно-эпидемиологической обстановки и медико-демографической ситуации в Камышлинском районе Самарской области проводилась по материалам Государственных докладов о санитарно-эпидемиологическом благополучии в Самарской области в 2019 году.

Анализ санитарно-эпидемиологической обстановки производился по следующим показателям

- ✓ Гигиена атмосферного воздуха.
- ✓ Состояние хозяйственно-питьевого водоснабжения.
- ✓ Состояние водоёмов в местах водопользования населения.
- ✓ Гигиена почвы.
- ✓ Медико-демографические показатели.
- ✓ Характеристика заболеваемости населения:
 - первичная заболеваемость;
 - заболеваемости злокачественными новообразованиями.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 189
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-------------

принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Уставом сельского поселения Новое Усманово были проведены общественные обсуждения, публичные слушания по настоящему проекту. Подтверждающие документы представлены в *приложении У*.

4.11.1 Период строительства и демонтажных работ

В период проведения строительных работ ожидаются такие негативные факторы воздействия на сложившиеся условия жизнедеятельности населения как:

- создание фактора «временного беспокойства» для представителей фауны и орнитофауны близлежащих территорий.

Следует отметить, что строительный период носит кратковременный характер и перечисленные негативные воздействия, оказываемые в этот этап на социально-экономические условия района площадки УПН Байтуганского месторождения локальны, краткосрочны, компенсируемы и легкоустраняемы по окончании проведения строительных работ.

4.11.2 Период эксплуатации

Второй этап реализации проекта - эксплуатация объектов реконструкции УПН Байтуганского месторождения. Для обслуживания объектов реконструкции УПН дополнительного рабочего персонала не требуется, т.е. эксплуатация объектов проекта 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) может быть передана местным организациям и использоваться ими в хозяйственной деятельности.

Таким образом, эксплуатация проектируемого объекта характеризуется незначительным воздействием на все сферы жизнедеятельности населения региона.

4.12 Оценка воздействия промышленного объекта при аварийных ситуациях

4.12.1 Оценка вероятности возникновения аварийной ситуации и последствия воздействия на окружающую среду при аварийных ситуациях

Аварийной ситуацией (отказом) считается нарушение работоспособности, связанное с полной или частичной остановкой технологического процесса, из-за нарушения герметичности оборудования.

Для оценки возможной опасности объектов в проекте проведен анализ причин и последствий аварий, произошедших на объектах отрасли, аналогичных проектируемым.

При анализе информации о произошедших авариях на объектах добычи нефти за последние 15 лет в различных нефтедобывающих районах были выявлены причины возникновения аварий и их характер. Объекты, на которых произошли аварии, имели

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							191

различный срок эксплуатации, – как только что введенные в эксплуатацию, так и имеющие срок службы более 10 лет. Анализ информации показал, что аварии происходили не только из-за длительного срока эксплуатации, но и по другим причинам (нарушение технологического режима, нарушение правил техники безопасности и пожарной безопасности, природные явления, повреждение объектов техникой и т.п.).

Как правило, аварии, связанные с пожаром, взрывом и человеческими жертвами, возникают при сочетании различных факторов.

Анализ последствий произошедших аварий показал, что более 50 % аварий, связанных с человеческими жертвами, сопровождаются взрывами и пожарами.

При авариях в нефтяной промышленности загрязнению в большинстве случаев подвержены атмосфера, грунты и водные объекты.

Причинами отказов в целом по нефтедобывающей промышленности на промысловых трубопроводах являются:

внутренняя коррозия	91,0 %
наружная коррозия	3,9 %
строительные дефекты	2,8 %
нарушение правил эксплуатации	0,8 %
прочее	1,5 %

В процессе сбора и транспорта нефти возможна разгерметизация фланцевых и сварных соединений устьевого арматуры, выкидного и нефтегазосборного трубопроводов, что приводит к проливам нефти. Проливы нефти возможны при обслуживании или ремонте технологического оборудования.

К авариям на кустах нефтяных скважин относятся аварии со следующими сценариями развития:

Обязка устья скважины:

– разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выброс нефтяного газа без воспламенения → образование газоздушного облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды;

– разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.

Технологический трубопровод на территории куста:

– разгерметизация трубопровода → пролив нефти без воспламенения → образование нефтяного пятна на территории скважин → испарение легких углеводородов, загрязнение окружающей среды;

– разгерметизация трубопровода → полная разгерметизация и аварийный выброс продукта без возгорания → образование пролива → возгорание пролива, при наличии источника зажигания → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.

Ниже представлен анализ возможной аварийной ситуации на проектируемом объекте, а также расчет возможного экологического ущерба.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							192

4.12.2 Анализ аварийной ситуации при разгерметизации оборудования без возникновения пожара

Для расчета были использованы физико-химические свойства нефти, представленные в Разделе 1.

Аварийная разгерметизация
Площадка скв.1721н

В данном проекте рассматривается аварийная разгерметизация линии освоения скважин (участок от скв. 1721н) на участке с максимальным проливом с выходом жидкости на поверхность вокруг трассы трубопровода и выходом газа в атмосферу.

Аварийный блок – трубопровод диаметром 108х6 мм длиной 460,8 м.

Истечение через свищ

На основании анализа информации о произошедших авариях диаметр свища принимается равным 6 мм.

Время истечения через свищ принимается равным:

времени, в течение которого давление в трубопроводе снижается от расчетного до минимального (давление отключения насосов ШГН, либо закрытия электродвигателей), но не более 24 часов. Для случаев, когда средняя объемная скорость истечения через свищ (при расчетном и минимальном давлении) превышает объемную скорость поступления продукта в трубопровод;

времени, соответствующему периодичности осмотра по графику осмотра трасс трубопроводов, в остальных случаях.

Периодичность осмотра составляет 24 ч, 1 раз в сутки.

Рассмотрена аварийная ситуация на проектируемом объекте с максимальным количеством опасных веществ. Исходные данные и результаты расчета представлены в таблице 4.49.

Таблица 4.49 - Количество взрывопожароопасного вещества, способного участвовать в аварии, и площадь пролива при авариях на проектируемом объекте

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Объем жидкости, вышедшей из трубопровода при расчетной аварии, м3	Масса нефти, вышедшей из трубопровода при расчетной аварии, т	Площадь пролива, м2	Газовый фактор, м3/т	Объем выделившегося газа	
						м3	кг
1	Истечение через свищ линии освоения скважин (без возникновения пожара)	3,334	2,73	155,643	530	971,983	1227,614
Примечание - Рассмотрена аварийная ситуация с максимальным количеством опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов.							

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							193

4.12.3 Анализ аварийной ситуации при разгерметизации оборудования с возникновением пожара

Расчет выбросов загрязняющих веществ при полном разрушении оборудования с возникновением пожара (Определение выбросов вредных веществ при горении нефти), проведен в соответствии с «Методикой расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов» по формуле:

$$M_{\alpha} = K \cdot K_{\alpha} \cdot M_0 \quad (12.1)$$

- где K коэффициент полноты сгорания нефти, принимается равным 1;
- K_α удельные выбросы (коэффициент эмиссии) при горении нефти (принимается по таблице 4.1. «Методики расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов»);
- M₀ масса нефти, разлитая на поверхности в результате аварии.

Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при аварийной ситуации с возникновением пожара приведены в таблице 4.50.

Таблица 4.50 - Исходные данные и результаты расчета выбросов загрязняющих веществ при горении нефти

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Масса нефти, разлитая на поверхность и в результате аварии, т	Коэффициент полноты сгорания нефти	Наименование загрязняющих веществ (код)	Коэффициент эмиссии загрязнителя при горении нефти (кг/кг)	Выбросы загрязняющих веществ, кг
1	2	3	4	5	6	7
1	Истечение через свищ линии освоения скважин (с возникновением пожара)	2,730	1	Оксид углерода (код - 0337)	0,084	229,344210
				Диоксид углерода (CO2)	1	2730,288218
				Оксиды азота (код - 0301)	0,0069	18,838989
				Оксиды серы (код - 0330)	0,0278	75,902012
				Сероводород (код - 0333)	0,001	2,730288
				Сажа (код - 0328)	0,17	464,148997
				Синильная к-та (код - 0317)	0,001	2,730288
				Дым (ультрадисп. ч-цы SiO2 (код - 0323)	0,000001	0,002730
	Формальдегид	0,001	2,730288			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							194

Длина зоны безвозвратного поражения определяется в соответствии с «Пособием по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств взрывоопасных и токсичных веществ» по формуле:

$$y = a \cdot x^b \quad (12.3)$$

где a и b – коэффициенты; x – площадь разлития.

Ширина:

$$y = x^{0.5} \quad (12.4)$$

x – площадь разлития.

Радиус зоны санитарного поражения определяется в соответствии с «Пособием по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств взрывоопасных и токсичных веществ» по формуле:

$$y = a \cdot x^b \quad (12.5)$$

x – площадь разлития.

Близлежащие населенные пункты расположены за пределами расчетных зон возможного воздействия.

Результаты расчета аварийных зон при аварии по сценариям А1 и А2 сведены в таблицу 4.51-4.52.

Таблица 4.51 - Исходные данные и результаты расчета зон поражения при авариях по сценарию А1

Причина аварии и ее возникновения	Количество опасного вещества, вовлеченного в аварию, т	Площадь разлития или пожара, м2	Авария по сценарию А1					
			Зона безвозвратного поражения			Зона санитарного поражения		
			а	в	Радиус зоны санитарного поражения, м	а	в	Радиус зоны санитарного поражения, м
Истечение через свищ линии освоения скважин (с возникновением пожара)	2,730	155,643	0,56	0,5	6,986	3,02	0,46	30,788

Таблица 4.52 - Исходные данные и результаты расчета зон поражения при авариях по сценарию А2

Причина аварии и ее возникновения	Количество опасного вещества	Площадь разлития	Авария по сценарию А2	
			Зона безвозвратного поражения	Зона санитарного поражения

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							196

возникновения	о вещества, вовлеченного в аварию, т	я или пожара, м ²	а	в	Длина зоны безвозвратного поражения, м	Ширина зоны безвозвратного поражения, м	а	в	Радиус зоны санитарного поражения, м
Истечение через свищ линии освоения скважин (с возникновением пожара)	2,730	155,643	0,24	0,62	5,487	12,476	0,61	0,54	9,313

4.12.5 Определение экологического ущерба

Экологический ущерб, Пэкол, определяется 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:

$$Пэкол = Эа + Эв + Эп + Эо, \quad (12.6)$$

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, Пэкол, сводится к расчету:

Эа - ущерба от загрязнения атмосферы,

Эп - ущерба от загрязнения почвы,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							197

Эо - ущерб 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 ст16.3 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 4.53.

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха, Эа, при аварии с возникновением пожара приведены в таблице 4.54.

Таблица 4.53 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферного воздуха

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Общее количество выделенного газа, т	Наименование загрязняющих веществ (код)	Содержание, масс. доли	Ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ в пределах установленных лимитов*, руб./т	Выбросы загрязняющих веществ, т	Дополнительный коэффициент **	Коэффициент за сверхлимитный выброс***	Размер платы за выброс загрязняющих веществ, руб.
1	2	3	4	5	6	7		8	9
1	Истечение через свитч линии освоения скважин (без возникновения пожара)	1,228	Метан (код 0410)	0,46	108	0,562	1,08	100	6557,19
			Этан (код 0417)	0,17	108	0,207	1,08	100	2412,16
			Пропан (код 0418)	0,14	108	0,173	1,08	100	2014,38
			Бутан (код 0402)	3,58	108	4,393	1,08	100	51234,71
			Пентан (код 0405)	2,89	108	3,542	1,08	100	41316,58
			Углеводороды предельные С6-С10 (код 0416)	3,88	0,1	4,769	1,08	100	51,50
			Итого:						13,645

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 24.01.2020 №39 «О применении в 2020 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" с изм. Постановлением правительства РФ от 27.12.2019г №1904 "О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 3 марта 2017 г. N 255".

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							198

Таблица 4.54 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения атмосферы при горении нефти

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Наименование загрязняющих веществ (код)	Ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ в пределах установленных лимитов*, руб./т	Выбросы загрязняющих веществ, т	Дополнительный коэффициент **	Коэффициент за сверхлимитный выброс***	Размер платы за выброс загрязняющих веществ, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Истечение через свещ линии освоения скважин (с возникновение м пожара)	Оксид углерода (код - 0337)	1,6	0,229344	1,08	100	39,63
		Диоксид углерода (CO2)	-	2,730288	1,08	100	0,00
		Оксиды азота (код - 0301)	138,8	0,018839	1,08	100	282,40
		Оксиды серы (код - 0330)	45,4	0,075902	1,08	100	372,16
		Сероводород (код - 0333)	686,2	0,002730	1,08	100	202,34
		Сажа (код - 0328)	-	0,464149	1,08	100	0,00
		Синильная к-та (код - 0317)	547,4	0,002730	1,08	100	161,41
		Дым (ультрадисп. ч-цы SiO2 код - 0323)	109,5	0,000003	1,08	100	0,03
		Формальдегид (код - 1325)	1823,6	0,002730	1,08	100	537,73
		Органические к-ты (в пересчете на уксусную - код 1555)	93,5	0,040954	1,08	100	413,56
		Пятиокись ванадия (код - 0110)	2736,8	0,001267	1,08	100	374,45
Бенз(а)пирен (код - 0703)	5472968,7	2,08E-07	1,08	100	122,65		
		Итого:		3,568937			2506,37

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 24.01.2020 №39 «О применении в 2020 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" с изм. Постановлением правительства РФ от 27.12.2019г №1904 "О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 3 марта 2017 г. N 255"

Ущерб от загрязнения почвы, Эп, определялся на основе утвержденных указаний в соответствии с порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

Лист
199

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:

$$\text{Эп1} = \text{П} = \sum^n (\text{Нс} \times \text{S(i)} \times \text{Кв} \times \text{Ка(i)} \times \text{Кз(i)} \times \text{Кг}), \quad (12.7)$$

где Эп1 = П - 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);

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»;

Si - 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».

Размер ущерба рассчитывается для деградированных почв и земель по формуле:

$$\text{Эп2} = \text{Ущ} = \text{Нс} \times \text{S} \times \text{Кэ} \times \text{Кс} \times \text{Кп} + \text{Дх} \times \text{S} \times \text{Кв}, \quad (12.8)$$

где Эп2 = Ущ - размер ущерба от деградации почв и земель (тыс. руб.);

Нс - норматив стоимости;

Дх - годовой доход с единицы площади (тыс. руб.), определяемый согласно п. 3.5 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

S - площадь деградированных почв и земель (га);

Кэ - коэффициент экологической ситуации территории, определяемый согласно таблице 2 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

Кв - коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению деградированных почв и земель, определяемый согласно таблице 3 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

Кс - коэффициент пересчета в зависимости от изменения степени деградации почв и земель, определяемый согласно таблицы 4 или 5 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами»;

Кп - коэффициент для особо охраняемых территорий, определяемый согласно п. 3.3 «Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами».

Исходные данные и результаты расчета ущерба от загрязнения почвы, Эп, приведены в таблице 4.55.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							200

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№ 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	Ка(1) - коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения химическим веществом	Кз(1) - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i-го экономического района	КГ - коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель	Размер ущерба от загрязнения земель, тыс. руб.	Дх - годовой доход с единицы площади (тыс. руб.)	Кс - коэффициент пересчета в зависимости от изменения степени деградации почв и земель	Кл - коэффициент для особо охраняемых территорий	Размер ущерба от деградации земель, тыс. руб.	Ущерб от загрязнения почв, тыс. руб.
1	Истечение через линии освоения скважин (без возникновения пожара)	0,0156	456	3.8	2	1,1	1	59,334	2,44	0,3	1	5,195	64,529

0261-01-ОВОС

Лист

201

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 4.56.

Таблица 4.56 - Исходные данные и результаты расчета ущерба от сверхлимитного размещения отходов

№ п/п	Причина аварии и вероятность ее возникновения	Площадь загрязненных земель, м2	Ставки платы за 1 тонну отходов производства и потребления (руб. за тонну)*	Глубина снимаемого слоя, м	Плотность почвогрунтов, т/м3	Дополнительный коэффициент	Коэффициент за сверхлимитный объем отходов	Размер ущерба от сверхлимитного размещения отходов, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Истечение через свищ линии освоения скважин (без возникновения пожара)	155,64	1327,00	0,10	2,00	1,08	25	1115307,9

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"; ** - согласно Постановлению правительства РФ от 3 марта 2017 г №255 "Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду" с изм. Постановлением правительства РФ от 27.12.2019г №1904 "О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 3 марта 2017 г. N 255".

4.12.6 Определение общего экологического ущерба при аварийных ситуациях на проектируемых объектах

Общая характеристика аварийных ситуаций и их последствий на проектируемом объекте приведена в таблице 4.57

Таблица 4.57 – Характеристика аварийных ситуаций и их последствий на промышленном объекте

№ п/п	Сценарий развития аварийной ситуации	Последствия	Количество загрязняющих веществ, выделившихся при аварии	Ущерб от загрязнения	Ущерб от загрязнения	Ущерб от сверхлимитного	Размер экологического ущерба, руб.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							202

			в атмосфере (т)	на территорию (т)	в водные объекты (т)	атмосферы, руб.	почвы, руб.	размещение отходов, руб.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Истечение через линии освоения скважин (без возникновения пожара)	загрязнение атмосферы, загрязнение почв	13,645	2,730		103586,5	64528,92	1115307,9	1283423,35
2	Истечение через свищ линии освоения скважин (с возникновением пожара)	загрязнение атмосферы	3,569	2,730		2506,37			2506,37

4.12.7 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

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 и суммированием полученных произведений по видам загрязняющих веществ.

Исходные данные и результаты расчета платы сведены в таблицу 4.58.

Таблица 4.58.

Расчет выплат за загрязнение атмосферы

№ п/п	Наименование веществ	Код	Базовый вариант, руб/т	Выброс вещества, т/год	Плата за выбросы, тыс.руб./год, в ценах 2017 г.
1	2	3	4	5	6
период эксплуатации проектируемых объектов					
1	Дигидросульфид	0333	686,20	0,181385	0,1244665
2	Метан	0410	108,00	0,192924	0,0208358

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

203

2	Смесь предельных углеводородов C1-C5	0415	108,00	1,861982	0,2010941
3	Смесь предельных углеводородов C6-C10	0416	0,10	0,054133	0,0000054
9	Бензол	0602	56,10	0,000080	0,0000045
10	Диметилбензол	0616	29,90	0,000025	0,0000008
11	Метилбензол	0621	9,90	0,000051	0,0000005
	Итого на период эксплуатации:			2,290581	0,346408
период строительства проектируемых объектов					
1	железа оксид	0123	1 369,70	0,004362	0,0059746
2	оксид марганца	0143	5 473,50	0,000375	0,0020526
3	азота диоксид	0301	138,80	5,689469	0,7896983
4	азота оксид	0304	93,50	0,924539	0,0864444
5	углерод (пигмент черный)	0328	36,60	0,974652	0,0356723
6	серы диоксид	0330	45,40	0,685659	0,0311289
7	углерода оксид	0337	1,60	5,626918	0,0090031
8	фторид водорода	0342	547,40	0,000765	0,0004188
9	фториды (твердые)	0343	181,60	0,001346	0,0002444
10	Диметилбензол	0616	29,90	0,057375	0,0017155
11	бенз/а/пирен	0703	5 472 968,70	2,52E-07	0,0013792
12	формальдегид	1325	1 823,60	0,002558	0,0046648
13	бензин (передв.источн.)	2704	3,20	0,012643	0,0000405
14	керосин (передв.источн.)	2732	6,70	1,526534	0,0102278
15	уайт-спирит	2752	6,70	0,028125	0,0001884
16	взвешенные вещества	2702	36,60	0,03135	0,0011474
17	пыль неор.: 70-20% SiO2	2908	36,60	0,000571	0,0000209
	Итого на период строительства:			15,567241	0,9786650
период демонтажа существующих объектов					
1	железа оксид	0123	1 369,70	0,012394	0,0169761
2	оксид марганца	0143	5 473,50	0,000182	0,0009962
3	азота диоксид	0301	138,80	0,243075	0,0337388
4	азота оксид	0304	93,50	0,0395	0,0036933
5	сажа	0328	36,60	0,029157	0,0010671
6	серы диоксид	0330	45,40	0,036724	0,0016673
7	углерода оксид	0337	1,60	0,241199	0,0003859
8	формальдегид	1325	1 823,60	0,000775	0,0014133
9	бенз/а/пирен	0703	5 472 968,70	7,6E-08	0,0004159
10	бензин (передв.источн.)	2704	3,20	0,000869	0,0000028
11	керосин (передв.источн.)	2732	6,70	0,063353	0,0004245
	Итого на период демонтажа:			0,6672281	0,0607811
	ИТОГО:			18,525050	1,385854

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

204

4.12.8 Расчет платы за размещение отходов на период строительства и период эксплуатации объектов

Размер платы за размещение отходов в пределах установленных природопользователю лимитов определяется путем умножения соответствующих ставок платы с учетом вида размещаемого отхода на массу размещаемого отхода и суммированием полученных произведений по видам размещаемых отходов.

Исходные данные и результаты расчета платы сведены в таблицу 4.59.

Таблица 7.80 - **Расчет платежей за размещение отходов**
Коэффициент на 2020г. 1,08

Наименование	Единица измерения	Класс опасности	Код	Кол-во	Базовый вариант на 2020г.	Платежи, тыс.руб
1	2	3	4	5	6	8
Период строительства проектируемых объектов						
Отходы битума нефтяного	т	IV	3 08 241 01 21 4	0,1409	663,20	0,1009
Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	т	V	4 34 110 02 29 5	0,0191	1,10	0,00002
Итого:						0,1010
Всего:						0,1010

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист
205

4.13 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 эксплуатации.

Процесс **строительства** можно разделить на следующие этапы:

- а) подготовительные работы;
- б) строительные-монтажные работы;
- в) техническая и рекультивация площадки.

1 Этап: подготовительные работы

Вид работ: подготовительные работы при строительстве: планировка, транспортировка и складирование оборудования.

Источник воздействия: автотранспорт, строительная дорожная техника. Выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники, хозяйственные сточные воды, твердые бытовые отходы, отходы строительства.

Объект воздействия: техногенные почвы на территории, отведенной под строительство. Растительный и животный мир, атмосферный воздух, грунты, поверхностные и подземные воды.

2 Этап: строительные-монтажные работы

Вид работ: проведение монтажных работ.

Источник воздействия: автотранспорт, строительная дорожная техника. Выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники, хозяйственные сточные воды, твердые бытовые отходы, отходы строительства.

Объект воздействия: техногенные почвы на территории, отведенной под строительство, растительный и животный мир, атмосферный воздух.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							206

3 Этап: техническая рекультивация.

На *третьем этапе* после окончания строительства и вывоза оборудования проводят работы по технической рекультивации земель.

На всех этапах строительства основное воздействие заключается в загрязнении атмосферы.

Оказываемое воздействие незначительно и кратковременно, так как ограничено периодом строительства (6 месяцев). Кроме того, проектными решениями предусмотрен ряд мероприятий направленных на минимизацию производимого воздействия на окружающую среду. Предлагаемые мероприятия рассмотрены в соответствующих разделах глав 1 – 9 Раздела 0225-01-ООС1 том 8.1.

Период эксплуатации

На период эксплуатации воздействие заключается в загрязнении атмосферы (выбросы загрязняющих веществ от технологического оборудования).

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 7.81.

Таблица 7.81 - **Общая характеристика воздействия проектируемых объектов на состояние окружающей природной среды**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя		
			На период демонтажа	На период строительства	На период эксплуатации
1	2	3	4	5	6
1	Общее (валовое) количество загрязняющих веществ, выбрасываемых проектируемым объектом в атмосферу	т/год (или за период строительства)	0,749155	9,163055	570,3637 (28,3788)
2	Количество воды, необходимое для:	м ³ /год (или за период строительства)	125,5	5121,33	1049,3
	питьевого качества (на хозяйственные нужды обслуживающего персонала)	м ³ /год (или за период строительства)	118,3	1796,4	Проектируемые объекты не являются источниками дополнительного водопотребления
	для технологических нужд в том числе:	м ³ /год (или за период строительства)	7,2	3324,93	1241,6
	на производственные нужды строительства	м ³ /год (или за период строительства)	7,2	475,2	192,3

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист
207

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя		
			На период демонтажа	На период строительства	На период эксплуатации
1	2	3	4	5	6
	на гидроиспытания	м ³ /год (или за период строительства)	нет	2849,73	1049,3 (пожаротушения)
3	Наименование используемого (ых) водного (ых) источника (ов):				
	на хозяйственные нужды обслуживающего персонала		Все работающие на строительстве обеспечиваются привозной бутилированной водой	Все работающие на строительстве обеспечиваются привозной бутилированной водой	Проектируемые объекты не являются источниками дополнительного водопотребления
	- вода для технологических нужд		Все работающие на строительстве обеспечиваются привозной водой с пожарно-технических резервуаров (2х700м ³), которые заполняются с Новоусмановского водозабора	Все работающие на строительстве обеспечиваются привозной водой с пожарно-технических резервуаров (2х700м ³), которые заполняются с Новоусмановского водозабора	Источник водоснабжения для проектируемых аппаратов существующий артезианский водозабор (Новоусмановский)
4	Количество сточных вод: в т.ч.	м ³ /год (или период строительства)			262946
	- в водные объекты	м ³ /год (или за период строительства)	нет	нет	нет
	- в накопители сточных вод	м ³ /год (или за период строительства)	нет	нет	нет
	- в бытовую канализацию	м ³ /год (или за период строительства)	118,3 (по договору Жилкомсервис)	1796,4 (по договору Жилкомсервис)	нет
	- передано другим организациям	м ³ /год (или за период строительства)		2849,73 (после гидроиспытаний трубопроводы полностью освобождаются от воды, через соответствующие дренажи, с дальнейшей откачкой в существующую систему ППД на УПН без ее сброса в окружающую среду.	262946 (откачка в производственно-дождевую канализацию, а затем в систему ППД)

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя		
			На период демонтажа	На период строительства	На период эксплуатации
1	2	3	4	5	6
5	Наименование водного объекта (ов) – приемника сточных вод		нет	нет	нет
6	Размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ)	м	не устанавливается	не устанавливается	для проектируемых объектов ориентировочный размер СЗЗ принимается – 300 м. Проектируемые объекты располагаются в районе существующей площадки УПН Байтуганского месторождения, для которой размер СЗЗ составляет – 300 м. (согласно проекту ПДВ).**
7	Количество отходов производства	т/год (или за период строительства)	21,776	33,567	6,178

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							209
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5 МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И/ЛИ СНИЖЕНИЮ ВОЗМОЖНОГО НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1 Общие меры по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду

Для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- для предотвращения выделений взрывоопасных и вредных газов в атмосферу проектом предусмотрена герметизированная схема технологического процесса;
- сепарационное оборудование оснащено предохранительными клапанами, выбранными с учетом требований приказа №116 от 25.03.2014г «Правила промышленной безопасности производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Газ с предохранительных клапанов сжигается на факеле;
- на технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности со световой и звуковой аварийной сигнализацией;
- для предотвращения попадания производственно-дождевых стоков на окружающую территорию открытые технологические площадки запроектированы с покрытием из бетонных плит и установкой бордюрного камня. На площадках предусмотрено устройство бетонных дождеприемников;
- площадки факельных установок обвалованы для предотвращения распространения огня в случае разлива конденсата.
- оснащение оборудования в зависимости от назначения приборами для измерения давления, температуры; предохранительными устройствами; указателями уровня жидкости, а также запорной и запорно-регулирующей аппаратурой;
- сбор утечек и разливов при нарушении технологического режима и дождевых сточных вод, которые могут оказаться загрязненными нефтью, конденсатом в подземную емкость;
- соединения трубопроводов преимущественно сварные, фланцевые соединения применяются в основном для присоединения арматуры, приборов КИПиА и оборудования.

5.2 Мероприятия по регулированию выбросов загрязняющих веществ при неблагоприятных метеоусловиях (НМУ)

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.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							210

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.

5.3 Специальные меры по снижению негативного воздействия в пределах II и III поясов ЗСО подземного водозабора

При строительстве объектов:

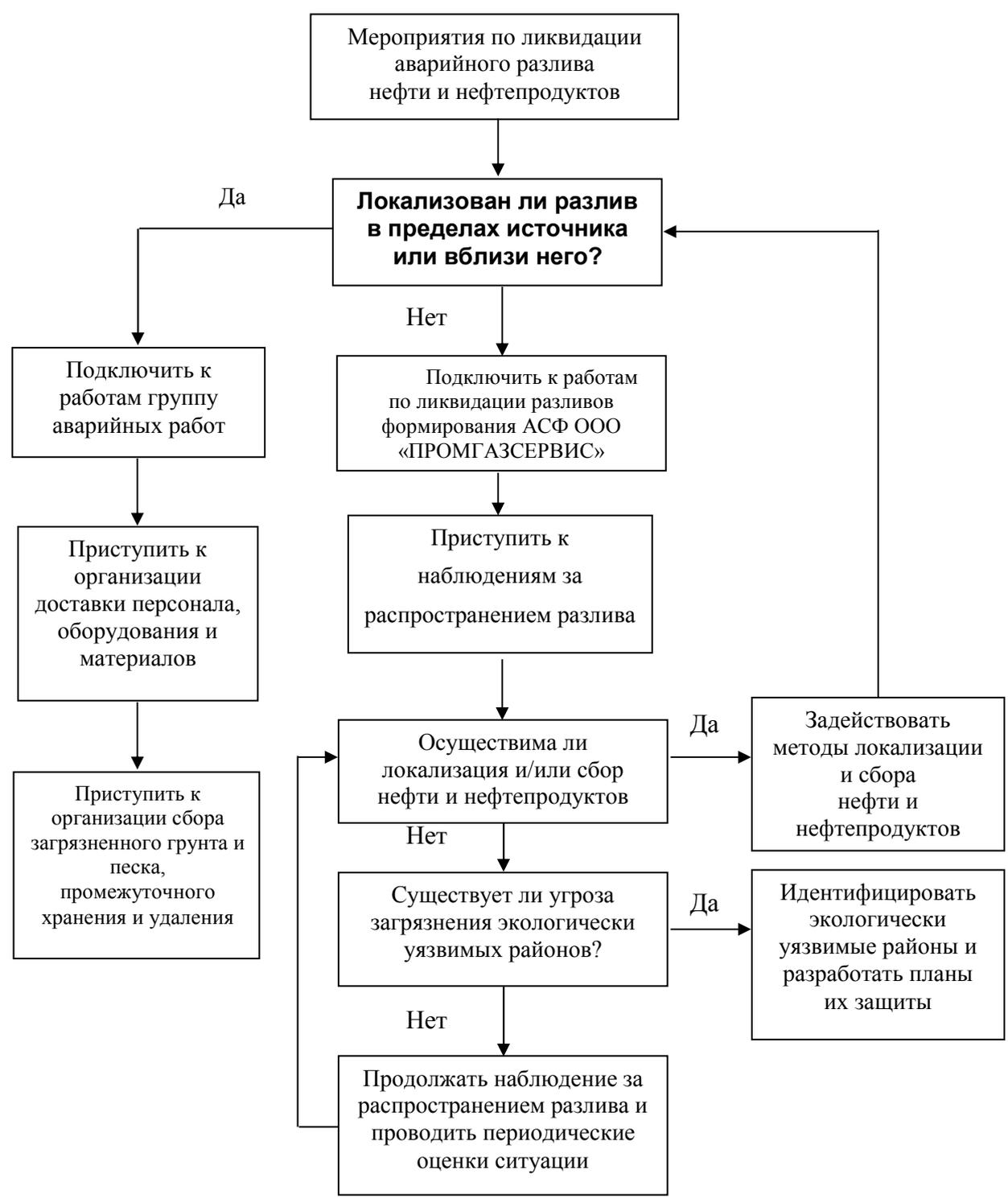
1. Размещение строительного городка предусматривается за пределами II и III поясов ЗСО (показано на ситуационном плане). Исключается сброс сточных вод на рельеф. Для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод предусматривается выгребной колодец, расположенный на территории строительного городка. По мере наполнения выгребного колодца предусматривается периодический вывоз сточных вод подрядной организацией, имеющей лицензию на данный вид деятельности;
2. Размещение строительной техники за пределами зон санитарной охраны, на территории строительного городка;
3. Заправка строительной техники проводится в с. Новое Усманово;
4. Для сбора отходов, образующихся при проведении строительных работ, оборудована специальная площадка, расположенная на территории строительного городка. По мере накопления отходы вывозятся по договорам со специализированными организациями на полигоны для их размещения.
5. Гидравлическое испытание трубопроводов и РВС на прочность и герметичность проводится с многократным использованием воды с дальнейшим удалением на очистные сооружения и утилизацией в системе ППД.

При эксплуатации проектируемых объектов:

1. Обеспечение герметизации систем сбора и транспорта;
2. Применение подземных емкостей и трубопроводов, стойких к коррозионному и абразивному воздействию агрессивных жидких сред;
3. Использование минимально-необходимое количество фланцевых соединений

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							211



Алгоритм проведения работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефтепродукта

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

- разработка оперативного плана ликвидации разлива нефтепродукта и принятие решения на проведение операции по ликвидации разлива;
- 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 2.

Ликвидация последствий аварийного разлива нефтепродуктов будет выполняться силами ООО «ПРОМГАЗСЕРВИС».

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.

Ликвидация последствий аварий проводится специальной службой ООО «БайТекс», оснащенной необходимым оборудованием, механизмами и транспортом.

5.5 Меры по охране поверхности и подземных вод от загрязнения и истощения

С целью охраны и рационального использования водных ресурсов при проектировании объектов реконструкции УПН Байтуганского нефтяного месторождения в настоящей работе предусмотрен комплекс водоохраных мероприятий по следующим основным направлениям:

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							214

- 1) применение оборудования и трубопроводов, стойких к коррозионному и абразивному воздействию агрессивных жидких сред;
- 2) проведение гидравлического испытания трубопроводов на прочность и герметичность в соответствии с действующими нормативными документами на давление, превышающее рабочее в 1,25 раза;
- 3) исключение возможности аварийных сбросов сточных вод в естественные и искусственные водоемы и водотоки за счет строительства ливневой канализации и ограждением технологических площадок бордюрным камнем;
- 4) устройство на технологических площадках производственно-дождевой канализации для сбора ливневых сточных вод с последующей их очисткой и использованием в системе ППД либо поглощения;
- 5) покрытие специальной антикоррозионной изоляцией всех подземных емкостей и трубопроводов;
- 6) защита надземных трубопроводов и оборудования от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами;
- 7) предусматривается система электрохимзащиты всех подземных стальных коммуникаций и сооружений;
- 8) систематическое проведение проверки технического состояния оборудования, емкостей и трубопроводов;
- 9) ведение учета всех фактических источников загрязнения на месторождении и прилегающей к нему территории.

Первоочередным мероприятием по охране подземных вод является режимные наблюдения специализированной сети наблюдательных скважин, основной задачей которых являются:

- своевременное обнаружение загрязнения поверхностных и подземных вод;
- изучение размеров и динамики загрязнения вод во времени и по площадке, т.е. определение скорости и направления распространения загрязненных потоков, а также, определение источников загрязнения и своевременное их устранение;
- получение необходимой исходной информации для проведения прогнозных расчетов изменения уровней и распространения загрязнения в подземных водах.

5.6 Специальные меры по снижению негативного воздействия проектных работ в пределах водоохранной зоны реки Мокрый Якшигул

Мероприятия по защите реки Мокрый Якшигул от загрязнения на период строительства:

1. Строительно-монтажные работы в русловой части рек и водоохранной зоне р. Мокрый Якшигул в нерестовый период для притоков Саратовского водохранилища с 20 апреля по 10 июня) – **запрещаются.**
2. Территория УПН Байтуганского месторождения защищена обвалованием от подтопления высокими водами р. Мокрый Якшигул. Запланированное строительство и демонтаж не приведет к повреждению заливной поймы р. Мокрый Якшигул;
3. При проведении запланированных работ не ожидается сокращения (перераспределения) объема водного стока в связи с техногенным морфогенезом поверхности водосборного бассейна;
4. Земляные работы в русле р. Мокрый Якшигул *не осуществляются*, что полностью исключает взмучивание водных масс и заиление донной поверхности;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

5. Забор воды из поверхностных водных объектов (р. Мокрый Якшигул) и организованный сброс загрязненных стоков в поверхностные водные объекты рыбохозяйственного значения не предусматривается;
6. При производстве земляных работ, разработка грунта в котлованах ведется с погрузкой в автосамосвалы, и вывозом для обваловки скважин и подсыпки дорог на месторождении;
7. При рытье траншей под трубопроводы вывоз грунта предусматривается во временный отвал на территории УПН, за пределами водоохраной зоны;
8. Во время дождя работы не проводятся;
9. Хранение технологического оборудования предусмотрено на базе материально-технического снабжения в г. Бугуруслане;
10. Монтаж оборудования производится методом «с колес»;
11. Складирование строительных материалов предусмотрено на специально оборудованных площадках размером 6х3 м. Покрытие площадок из сборных железобетонных плит. По периметру площадок устраивается водоотводная канава сечением 30х30 см с зумпфом в пониженном месте для откачивания скопившихся дождевых вод;
12. Поверхностные дождевые воды из котлованов, траншей и площадок складирования материалов откачиваются вакуумной машиной КО-520 (на шасси Зил-433362) и вывозятся на очистные сооружения УПН с дальнейшей очисткой и утилизацией в системе ППД;
13. Для бытового обслуживания строительных бригад площадка строительного городка, расположена за пределами УПН (в 203 м к югу от площадки УПН);
14. Стоянка строительной техники предусмотрена на территории строительного городка;
15. Заправка строительной техники проводится в с. Новое Усманово.

Мероприятия по защите реки Мокрый Якшигул от загрязнения на период эксплуатации (безаварийный режим работы):

1. Планировочные:
 - ✓ территория УПН Байтуганского месторождения защищена обвалованием от подтопления высокими водами р. Мокрый Якшигул;
 - ✓ площадки запроектированы с покрытием из бетонных плит и установкой бордюрного камня, швы между плитами заделаны бетоном;
 - ✓ площадки запроектированы с уклоном в сторону приямка для сбора жидкости.
2. Технологические:
 - ✓ Все проектируемые площадки оборудованы системой сбора утечек в дренажные емкости:
 - дренаж от проектируемого ГС-2 предусмотрен в существующую ДЕ-5 V=8 м³.
 - дренаж от проектируемого Т-6 и существующих Т-3,4,5 предусмотрен в существующую ДЕ-6 V=63 м³.
 - дренаж от проектируемых ОН-1, 2 предусмотрен в существующие ДЕ-1,2 V=63 м³ каждая и проектируемую ДЕ-16 V=100 м³.
 - дренаж от проектируемого ПП-0,63 предусмотрен в существующую ДЕ-1 V=63 м³.
 - уловленная нефть от РВС-1/2 сбрасывается в существующую Е-12 V=32 м³.
 - ✓ Проектом предусмотрена производственная канализация со сбором технологических и дождевых сточных вод со всех проектируемых площадок:
 - с проектируемых площадок ПП-0,63, ОН-1, 2, отвод дождевых стоков в существующую емкость ДЕ-9 (V=40 м³) снабженной автоматической откачкой насосом 12НА 9х4 (Q=80 м³/ч, H=43 м) на производственные очистные сооружения системы ППД.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							216

- с площадок РВС-3 и РВС-1/2 отвод дождевых стоков в существующие дождеприёмные колодцы в существующую емкость ДЕ-9 (V=40 м³).
- с площадки насоса приема сторонней нефти отвод дождевых стоков предусмотрен в существующую систему канализации.
- ✓ Проектируемые площадки: ПП-0,63, площадка подготовки пластовой воды, ОН 1,2 расположены на территории существующей УПН, находятся в кольце существующих и проектируемых автодорог без водопропускных труб с высотой поднятия полотна 0,25-0,4 м, которые являются преградой для стока нефти и размывого дождем нефтезагрязненного грунта в реку Мокрый Якшигул.
- ✓ Для предотвращения попадания жидкости в грунт при разрушении и переполнении емкости ДЕ-18, ДЕ-13, ДЕ-9 емкости установлены в бетонное укрытие. Стены укрытия запроектированы из фундаментных блоков с оклеечной гидроизоляцией из “Техноэласта ЭМП 5.5” на битумной мастике. Стены опираются на монолитную плиту толщиной 300 мм из бетона В15 F100 W4. Емкость установлена на песчаную подушку и крепится к плите металлическими хомутами. Высота верха укрытия относительно поверхности земли – 0,6 м. Для контроля протечек предусмотрены смотровые перфорированные трубы диаметром 219 мм. Для предотвращения попадания частиц грунта в смотровую трубу предусматривается устройство оболочки из геотекстиля.
- ✓ Увеличена высота бордюрного камня площадки шурфов 1, 2, 10 до 0,3 м, что предотвращает утечки очищенных пластовых вод за пределы площадки;
- ✓ В местах понижения рельефа территории, прилегающей к ДЕ-9, ДЕ-12, ДЕ-18 площадки шурфов, предусмотрена защитная конструкция из бетонных фундаментных блоков, уложенных в один ряд на подготовленное основание из жирной глины, выполняющая роль глиняного замка. Высота «стены» 0,6 м от уровня земли.

Мероприятия по защите реки Мокрый Якшигул от загрязнения на период эксплуатации (аварийная ситуация):

- ✓ Территория УПН Байтуганского месторождения защищена обвалованием от подтопления высокими водами р. Мокрый Якшигул и на случай аварийной ситуации соответственно;
- ✓ В случае возникновения аварийной ситуации на проектируемых аппаратах Т-4,6, ОН-1,2, ПП-0,63, давление в системе падает. Сигнал об этом поступает в операторную. После чего задвижки входа/выхода аппаратов перекрываются, аппарат опоражнивается в дренажную емкость. Попавшая на площадку жидкость направляется в канализационную емкость; Площадки под аппараты с бетонным покрытием, с устройством по периметру бордюрного камня высотой 0,15 м, что позволяет удерживать разлившееся количество жидкости и предотвращает попадание ее в грунт;
- ✓ В случае разгерметизации наземных трубопроводов происходит падение давления в системе. Сигнал об этом поступает в операторную, после этого следует отключение задвижек на эстакаде и на входе в аппараты. Следует отметить, что все трубопроводы, подходящие к аппаратам находятся на территории УПН, окруженной существующей и проектируемой дорогой с высотой поднятия полотна 0,25-0,4 м, которые являются преградой для стока нефти и размывого дождем нефтезагрязненного грунта в реку Мокрый Якшигул;
- ✓ В случае разгерметизации наземных трубопроводов от эстакады до ДЕ-9, ДЕ-12, ДЕ-18 предусмотрена защитная конструкция из бетонных фундаментных блоков. Высота «стены» 0,6 м от уровня земли. Тем самым создается преграда для стока разлившейся жидкости в реку;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							217

✓ В случае аварийного переполнения ДЕ-9, ДЕ-12, ДЕ-18 вытеканию жидкости будет препятствовать бетонное укрытие емкостей. Высота верха укрытия относительно поверхности земли – 0,6 м.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							218

6 СВЕДЕНИЯ О ПРИМЕНЕНИИ НТД 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.

В соответствии с технологической схемой разработки Байтуганского месторождения, нефтяная эмульсия скважин, поступающая от ДНС-1 и ДНС-2 проходит термохимическое обезвоживание на УПН Байтуганского месторождения. Настоящим проектом предусматривается реконструкция УПНс учетом разделения потоков на «Турнейско-Бобриковский» (поток П-1: пласт Б₂, В₁) и «Серпуховско-Башкирский» (поток П-2: пласт А₄, С_{1S}) с разделением системы трубопроводов, технологического оборудования от входа на УПН до БКНС включительно. Проектными решениями предусмотрена подготовка нефти до блока обезвоживания для каждого потока отдельно.

Применение установок типа УПСВ позволяет снизить экологические воздействия и повысить экономическую эффективность процесса подготовки нефти, которые описаны в НДТ1 ИТС28-2017. Внедрение технологии значительно снижает риск коррозионного износа трубопроводов транспорта нефти и газопроводов. Существенно снижается протяженность низконапорных водоводов до БКНС. Настоящим проектом для процесса предварительного сброса воды используют аппараты обезвоживания нефти с предварительным сбросом воды ОН-1,2.

Технологии, позволяющие повысить энергоэффективность насосного оборудования при закачке воды в пласт, описаны в НДТ3 ИТС28-2017. Технологические решения направленные на повышение энергоэффективности насосного оборудования, применяемого на предприятиях добычи нефти. В настоящем проекте замена технологических насосов ЦНС-90-500, ЦНС-180-500 и на площадке БКНС насос ЦНС-63-1000.

Технологии, позволяющие повысить объемы полезного использования попутного газа, описаны в НДТ8 ИТС28-2017. Одним из процессов, позволяющих увеличить объемы полезного использования ПНГ, является использование газа для собственных нужд в качестве топлива на путевых подогревателях ПП-0,63.

Технология очистки промышленных вод на сооружениях последовательной очистки и бактерицидной обработки, с последующей подачей на кустовую насосную станцию и закачку в нагнетательные скважины описана в НДТ 20. Данным процессом повышается качество подготовки воды для закачки в нагнетательные скважины. На реконструированной УПН данные наилучшие доступные технологии применяются при очистке на аппаратах очистки воды ОВК и аппаратах глубокой очистки воды АГОВ-1,2.

Сведения о применяемом ИТС28-2017 г. «Добыча нефти» и НДТ-1, 3, 8, 20 применяемых на УПН Байтуганского месторождения, в рамках настоящего проекта, представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Сведения о применяемом ИТС28-2017 г. «Добыча нефти» и НДТ-8, применяемом на КПН Байтуганского месторождения, в рамках настоящего проекта

Деятельность	ИТС по НДТ	Номер НДТ	Описание НДТ	Достижимые экологические результаты	Экономические аспекты	Применение НДТ на УПН Байтуганского м-я
Добыча нефти	ИТС 28-2017	НДТ1 «Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ)»	Предварительный сброс воды с целью последующей закачки в систему	Снижение рисков коррозионного износа трубопроводов транспорта нефти и газопроводов.	Сокращение затрат на транспортировку нефти с остаточной обводненностью	Применяется

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							219

			поддержания пластового давления	Существенно снижается протяженность низконапорных водоводов до БКНС	0,5-10%	
Добыча нефти	ИТС 28-2017	НДТЗ «Повышение энергоэффективности насосного оборудования»	Технологические решения направлены на превышение энергоэффективности насосного оборудования, применяемого на предприятиях добычи нефти	Снижение потребности энергетических ресурсов	Технология не требует больших капитальных затрат	Применяется
Добыча нефти	ИТС 28-2017	НДТ8 «Утилизация попутного нефтяного газа»	Использование ПНГ на собственные нужды предприятия (печи подогрева нефти)	Утилизация попутного нефтяного газа, снижение выбросов.	Снижение платы за НВОС	Применяется
Добыча нефти	ИТС 28-2017	НДТ20 «Подготовка нефтепромысловых сточных вод для закачки в нагнетательные скважины»	Подача промысловых вод на сооружения последовательной очистки и бактерицидной обработки с последующей подачей на КНС	Повышение качества подготовки воды для закачки в нагнетательные скважины.	Необходим анализ экономической эффективности в каждом конкретном случае	Применяется

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							220

**7 РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НОРМАТИВОВ, НА ОСНОВЕ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, НЕ ПРЕВЫШАЮЩИХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НДТ, УСТАНОВЛЕННЫХ
НОРМАТИВНЫМИ ДОКУМЕНТАМИ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ ИТС ПО НДТ**

Согласно приложению В, ИТС 28-2017 для НДТ 8 «Утилизация попутного нефтяного газа» маркерными веществами являются: метан, сероводород, углеводороды предельные С1-С5 (исключая метан), углеводороды предельные С6-С10, углерод оксид.

В настоящем проекте объектом технологического нормирования является путевой подогреватель (ист. №№0031, 0032, 7204). Так как выбросы от источника №0031 (труба от печи ПП-0,63) не являются маркерными веществами (азота диоксид, азота оксид, сера диоксид и бенз/а/пирен) кроме углерода оксида, расчет технологических показателей производился только для источников №7204, 0032 по маркерным веществам и источника №0031 по углероду оксиду. Расчет технологических показателей для объектов нормирования (ист. №№ 7204, 0031,0032) представлен в таблице 9.1.

Согласно в пункте 6.2 таблице материального баланса 4 этапа строительства, ИОС 7.1, ресурс газа составляет – 790,8 м3/час (6 927 408 м3/год).

Таблица 10.1 – Расчет технологических показателей для объектов нормирования (ист №№ 7204, 0031, 0032).

Перечень маркерных веществ, согласно приложению В, ИТС 28-2017	Расчетные выбросы загрязняющих веществ, кг (от проектируемых объектов)	Расчетные технологические показатели, кг/т н.э.	Технологические показатели НДТ 8 ИТС 28-2017*
Печь подогрева ПП-0,63			
Источник 7204			
Метан	0,448124891	6,46887E-08	≤88
Сероводород	0,058969768	8,51253E-09	≤0,48
Смесь углевод. пред. С1Н4-С5Н12 (за вычетом метана)	1,421423726	2,05188E-07	≤8,8
Углеводороды предельные С6Н14-С10Н22	0,261127451	3,76948E-08	≤1,6
Источник 0031			
Углерода оксид	2940	0,0004244	≤0,0032
Источник 0032			
Метан	18,62578516	2,68871E-06	≤88
Сероводород	2,502624811	3,61264E-07	≤0,48

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							221

Смесь углевод. пред. C1H4-C5H12 (за вычетом метана)	60,76399059	8,77153E-06	≤8,8
Углеводороды предельные C6H14-C10H22	0,669271867	9,66122E-08	≤1,6
<i>Примечание - * 1 тыс.м3 природного газа соответствует 0,8 т.н.э</i>			

Вывод: на основании таблицы 10.1, технологические показатели объектов нормирования не превышают технологических показателей НДТ 8, ИТС 28-2017.

Технологические нормативы, установленные на основе технологических показателей, представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 - Технологические нормативы, установленные на основе технологических показателей

Производство	Источник выделения вредных веществ	Наименование источников выбросов вредных веществ	Номер источника выброса на карте-схеме	Технологические нормативы, т/год 2020 г
1	2	3	4	5
0333 Сероводород				
постоянные источники				
неорганизованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП-0,63	ЗРА, фланцы	7204	0,000059
Итого по неорганизованным источникам:				0,000059
Всего по постоянным источникам:				0,000059
залповые источники				
организованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП-0,63	свеча рассеивания	0032	0,002503
Итого по организованным источникам:				0,002503
Всего по залповым источникам:				0,002503
ВСЕГО:				0,002562
0410 Метан				
постоянные источники				
неорганизованные источники				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							222

УПН	Площадка печи подогрева ПП- 0,63	ЗРА, фланцы	7204	0,0004481
Итого по неорганизованным источникам:				0,0004481
Всего по постоянным источникам:				0,0004481
залповые источники				
организованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП- 0,63	свеча рассеивания	0032	0,018626
Итого по организованным источникам:				0,018626
Всего по залповым источникам:				0,018626
ВСЕГО:				0,019074
0415 Смесь углеводов. пред. С1Н4-С5Н12				
постоянные источники				
неорганизованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП- 0,63	ЗРА, фланцы	7204	0,0014214
Итого по неорганизованным источникам:				0,0014214
Всего по постоянным источникам:				0,0014214
залповые источники				
организованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП- 0,63	свеча рассеивания	0032	0,0676399
Итого по организованным источникам:				0,0676399
Всего по залповым источникам:				0,0676399
ВСЕГО:				0,0690613
0416 Смесь углеводов. пред. С6Н14-С10Н22				
постоянные источники				
неорганизованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП- 0,63	ЗРА, фланцы	7204	0,0002611
Итого по неорганизованным источникам:				0,0002611

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 223
------	---------	------	--------	-------	------	--------------	-------------

Всего по постоянным источникам:				0,0002611
залповые источники				
организованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП-0,63	свеча рассеивания	0032	0,000669
Итого по организованным источникам:				0,000669
Всего по залповым источникам:				0,000669
ВСЕГО:				0,000930
0337 Углерод оксид				
постоянные источники				
неорганизованные источники				
УПН	Площадка печи подогрева ПП-0,63	труба	0031	2,94
Итого по неорганизованным источникам:				2,94
Всего по постоянным источникам:				2,94
ВСЕГО:				2,94
ВСЕГО ВЕЩЕСТВ:				3,031627

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

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

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							225

альтернативный вариант и «нулевой вариант» в виде полного отказа от деятельности УПН, может быть определена, скорее всего, только качественно, а именно: «много больше».

В системе существующих неопределенностей выполненная оценка воздействия на окружающую среду при выполнении основной хозяйственной деятельности предусматриваемой техническим заданием на рабочий проект *следует считать удовлетворительной.*

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

режимной сети, который включает контроль на реках Окана, Сок, Байтуган и Мокрый Якшигул весной по сокращённому виду анализов, летом и осенью – по специальному виду анализов (всего 3 раза в год в каждом пункте), разработанный с учётом рекомендаций, представленных в работе «Отчёт о работах по созданию режимной сети наблюдательных скважин» ЗАО «Восточная геологоразведочная экспедиция», 2003 г..

Лабораторные исследования проб воды в 2017 году были выполнены аттестованной Гидрохимической лабораторией ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды».

В систему эколого-аналитического контроля Байтуганского месторождения включён анализ донных отложений поверхностных водотоков в районе Байтуганского месторождения. Лабораторные исследования проб донных отложений в 2016 году были выполнены аттестованной Гидрохимической лабораторией ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды»

Мониторинг за состоянием подземных вод в районе Байтуганского месторождения проводится согласно графику ведения мониторинга в наблюдательной режимной сети, который включает контроль в наблюдательных скважинах и наблюдательных пунктах весной по полному виду анализов, летом, осенью и зимой по сокращённому и специальному видам анализов (всего 4 раза в год в каждом пункте).

Программа ведения мониторинга на территории Байтуганского месторождения разработана с учётом рекомендаций, представленных в работе «Отчёт о работах по созданию режимной сети наблюдательных скважин» ЗАО «Восточная геологоразведочная экспедиция», 2003 г.

Сеть наблюдательных скважин состоит из 7 скважин и колодцев (скв. №№ 4Н, 5Н, 7Н расположены на территории Оренбургской обл., а скв. №№ 1Н, 2Н, 3Н, 6Н – на территории Самарской области). Скважины располагаются по течению естественного подземного потока выше источника вредного воздействия на подземные воды и ниже по течению естественного потока за пределами границы прогнозируемой зоны загрязнения.

Сеть наблюдательных пунктов состоит из 2 колодцев водоснабжения в с. Ерилкино и с. Березовая Поляна и 2 скважины существующего водоснабжения ХПВ Байтуганского водозабора.

Лабораторные исследования проб воды в 2017 году были выполнены аттестованной Гидрохимической лабораторией ООО «Центр мониторинга водной и геологической среды».

Литомониторинг заключается в наблюдении за состоянием грунтов, почв. В процессе литомониторинга осуществляется опробование грунтов верхнего плодородного слоя на содержание нефтепродуктов, химреагентов, солей тяжелых металлов и т.д..

За многолетнюю историю эксплуатации Байтуганского нефтяного месторождения в разные годы на ее территории неоднократно проводились обследования почвенного покрова в рамках предпроектных работ.

Мониторинг за состоянием почвенного покрова в районе Байтуганского месторождения проводится согласно графику ведомственного контроля по следующим показателям: рН, хлориды, нефтепродукты 1 раз в год, в районе УПН, ДНС, некоторых скважин и АГЗУ.

На данный момент на Байтуганском месторождении организован мониторинг радиационной обстановки. В состав работ, учитывая уже проведенные исследования и полученные выводы, входят:

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

- периодическое (один раз в год) обследование территории с целью выявления наличия радиоактивного фактора, включающее промеры грунта, вод, нефти, образующихся отходов, оборудования. Работы по радиационному контролю проводятся лабораторией радиационного контроля, аккредитованной в установленном порядке, имеющими, право на выполнение данного вида услуг сторонним организациям.

Ответственность за радиационную безопасность и организацию работ по радиационному контролю возлагается на ООО «БайТекс».

Особого внимания заслуживают недра, как один из элементов окружающей среды. Контроль и наблюдения за процессом эксплуатации месторождения осуществляется силами ООО «БайТекс». К наблюдениям привлекаются скважины – пьезометры. Для характеристики процесса эксплуатации месторождения и его безопасности используются сведения по добыче, величины давлений на забое, на устье добывающих и пьезометрических скважин, в затрубном пространстве скважин, высота столба жидкости и многие другие, анализ динамики которых позволяет контролировать добычу нефти и газа на месторождении и своевременно принимать решения в случае возникновения осложнений.

Период строительства проектируемых объектов

Атмосферный воздух

Мониторинг загрязнения атмосферного воздуха проводится для получения данных об уровне загрязнения атмосферного воздуха в зоне влияния площадки строительства.

Источниками организованных выбросов при проведении строительно-монтажных работ являются выхлопные трубы автономных источников энергообеспечения. Остальные источники являются неорганизованными, распределенными по строительной площадке.

Контролируемыми загрязняющими веществами приняты компоненты выхлопных газов стационарных и передвижных источников: оксиды азота, оксиды углерода и углеводороды сажа, пыль неорганическая (20-70 % SiO₂).

Поскольку объектом строительства является линейный объект, то строительная площадка не будет локализована в пределах одной территории. Ближайшим населенным пунктом к площадке строительства является с. Новое Усманово Камышлинского р-на Самарской области. Поэтому настоящим проектом рекомендована одна точка контроля концентрации ЗВ в атмосферном воздухе – северная граница с. Новое Усманово в период строительства объектов вблизи населенного пункта.

Характеристика контролируемых параметров с учетом преобладающего вклада в уровень загрязнения атмосферы приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Перечень контролируемых загрязняющих веществ в период строительства и краткая характеристика

Наименование вещества	Код вещества	ПДК м.р, мг/м ³	Класс опасности	Периодичность отбора	Место отбора
Азота диоксид	301	0,2	3	1 раз за период строительства	северная граница с. Новое Усманово Камышлинский р-н, Самарская обл.
Азота оксид	304	0,4	3		
Сажа	328	0,15	3		
Сера диоксид	330	0,5	3		
Углерода оксид	337	5	4		
Пыль неорганическая (20-70 % SiO ₂)	2908	0,3	3		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							229

изысканий, участок работ расположен на территории II категории защищенности – условно незащищенные. Кроме того, строительство сборного нефтепровода в районе УПН Байтуганского месторождения будет осуществляться в пределах II, III пояса ЗСО Ново-Усмановского водозабора. Поэтому, настоящим проектом рекомендуется провести однократный отбор и анализ пробы воды из скв. № 16, 17 Ново-Усмановского водозабора. Перечень показателей и их допустимые концентрации в подземной воде приведены в таблице 12.3.

Таблица 9.3 - Перечень контролируемых загрязняющих веществ в подземной воде в период строительства

Показатель	Ед. изм.	ПДК	Точка контроля
Мутность	ЕМФ	Не более 1,5	скв. 16.,17 Ново-Усмановского водозабора (территория УПН)
Цветность	град	Не более 20,0	
Запах	баллы	Не более 2,0	
Нитраты	мг/дм ³	45	
Нитриты	мг/дм ³	3	
Аммиак (аммоний ион)	мг/дм ³	2	
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,1	
Хлориды	мг/дм ³	350	
Сульфаты	мг/дм ³	500	

Почва

Контроль состояния почв в период строительства проектируемых объектов следует осуществлять в следующем порядке:

- визуальный осмотр участка строительства, в целях выявления локального загрязнения почв нефтепродуктами от строительной техники (утечка масла, топлива);
- в случае обнаружения участков загрязнения, выборочное удаление грунта с вывозом его на очистку по договору подряда на вывоз и утилизацию нефтешламов;
- после удаления локального загрязнения провести отбор и анализ почв участка строительства на наличие нефтепродуктов в почве (1 показатель в одной пробе).

Радиационный контроль

В период проведения строительства объектов радиационный контроль не предусматривается.

Объекты растительного мира

Целью мониторинговых исследований состояния растительного покрова на стадии строительства проектируемого объекта является выявление отрицательных тенденций воздействия намечаемой деятельности на объекты растительного мира.

Контролируемыми параметрами при оценке состояния растительного покрова на участках, прилегающих к землеотводу, являются:

- соблюдение границ установленного землеотвода;
- наличие участков деградированной растительности (гарей, захламленных и замусоренных участков).

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист

231

Мониторинг ландшафта и экзогенных процессов предусматривает изучение изменений ландшафта в результате воздействия проектируемых объектов Байтуганского месторождения, выявление изменений, их динамика, предупреждение возникновения оползней, обвалов, промоин и др., вызванных нарушением естественного баланса геологической среды. В состав мониторинга ландшафта, как одна из его составляющих входит геоботанический мониторинг и мониторинг животного мира.

Для осуществления мониторинговых наблюдений за изменением ландшафта и экзогенными геологическими процессами планируется привлекать специализированные организации.

Производственный экологический контроль на период возникновения аварийной ситуации

Производственный экологический контроль в случае возникновения аварийных ситуаций включает следующие мероприятия:

1. ликвидация последствий аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварийного разлива нефти (ПЛАРН), согласованного Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). ООО «БайТекс» имеет разработанный, и согласованный ПЛАРН для территории Байтуганского месторождения;

2. Контроль состояния всех компонентов окружающей среды:

а) контроль содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (до/после ликвидации аварии). Контроль проводить по анализу на содержание в атмосферном воздухе следующих веществ: NO₂, NO, CO, углерод черный (сажа), H₂S, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀;

б) контроль содержания загрязняющих веществ в почве (до/после аварийного разлива нефти). Отбор проб проводить на содержание нефтепродуктов в почве. Если после ликвидации аварийных разливов нефти содержание загрязняющих веществ в почве не отвечает требованиям санитарных норм, необходимо повторно провести операцию по удалению и вывозу на утилизацию по договору подряда нефтезагрязненного грунта, с последующей подсыпкой чистого грунта на место разлива нефти.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

11 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.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							235

Месторасположение намечаемой деятельности:

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.,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							236

Общественные слушания назначены на 24.08.2021 г

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

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

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).

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

11.1 Порядок проведения общественного обсуждения

Порядок проведения общественных обсуждений, а также сроки их выполнения представлены в Таблице 11.1.

Таблица 11.1. План мероприятий общественных обсуждений

№ п/п	Мероприятия	Ответственный	Сроки исполнения
Общественные обсуждения предварительного ТЗ на ОВОС			
1	<p><u>По Приказу Госкомэкологии РФ №372 от 16.05.2000г</u></p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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». <p>Дополнительное информирование:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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», 	ООО «БайТекс»	<p>до 23.08.2021г муниципальные районы Камышлинский и Клявлинский Самарской области;</p> <p>до 24.08.2021г Северный район Оренбургской области.</p>

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 238
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-------------

2	<p>Обеспечение доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям –Техническое задание на оценку воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности (ТЗ на ОВОС).</p> <p>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.</p>	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	с 16.07.2021г по 23.08.2021г, 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	<p>Проведение общественных слушаний по объекту государственной экологической экспертизы: Техническое задание на оценку воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности (ТЗ на ОВОС).</p> <p>Место проведения общественных слушаний определяется постановлением администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северный Оренбургской области.</p>	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), заказчика.		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

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

6	<p>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</p>	<p>ООО «ОренбургНИПИнефть» ООО «БайТекс»</p>	<p>до 30. 09.2021 г</p>
---	--	--	-------------------------

Обсуждение объекта ГЭЭ предварительных материалов ОВОС

7	<p><u>По Приказу Минприроды России от 01.12 2020 г. № 999</u></p> <p>Уведомление о проведении общественных обсуждений предварительных материалов оценки воздействия на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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»; - 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. 	<p>ООО «ОренбургНИПИнефть» ООО «БайТекс»</p>	<p>До 17.09.2021 г.»</p>
---	--	--	--------------------------

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							240

8	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - органов местного самоуправления Камышлинского района «Камышлинские известия». <input type="checkbox"/> органов местного самоуправления Клявлинского района «Знамя Родины». <input type="checkbox"/> органов местного самоуправления Северного района «Северная звезда». <p>Дополнительное информирование:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> 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»; <p>Материалы, подлежащие общественному обсуждению: проектная документация и предварительные материалы</p>	ООО «БайТекс»	до 17.09.2021г
8	<p>Обеспечение доступа к материалам, подлежащим общественным обсуждениям – проектная документация и предварительные материалы ОВОС.</p> <p>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.</p>	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области	с 22.09.2021г по 26.10.2021г (Камышлинский и Клявлинский) и с 22.09.2021г по 27.08.2021г (Северный) (не менее 30 дней после п. 7)
9	<p>Проведение общественных слушаний по объекту государственной экологической экспертизы: проектная документация, и предварительные материалы ОВОС.</p> <p>Место проведения общественных слушаний определяется постановлениями администраций муниципальных районов Камышлинский и Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северный</p>	Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и администрации муниципального района Северный	27.10.2021г Камышлинский, Клявлинский, 28.10.2021г Северный м.р. (не ранее чем через 30 дней после п. 7)

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							241

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), заказчика.		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 ...)
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 области и Северный Оренбургской области	ООО «ОренбургНИПИнефт ь» 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 месторождения. IX очередь»	ООО «ОренбургНИПИнефт ь» ООО «БайТекс»	до 16.11.2021г

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 242
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-------------

14	<p>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»;</p> <p>на официальном сайте администрации муниципального района Клявлинский Самарской области: www.klvadm.ru в разделе «Главная», вкладка «Объявления»;</p> <p>на официальном сайте администрации муниципального района Северный Оренбургской</p>	<p>Администрации муниципальных районов Камышлинский, Клявлинский Самарской области и Северный Оренбургской области</p>	с 17.11.2021г
15	<p>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</p>	ООО «БайТекс»	с 17.09.2021г

11.2 Способ информирования общественности о месте, времени и форме проведения общественного обсуждения

11.2.1 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;
- в администрации Клявлинского района (ст. Клявино, пр-кт Ленина, д.9, кабинет 5), время работы: пн-пт 09:00-17:00;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							243

- 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.org.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.org.ru в разделе «Пресс-центр», вкладка «Новости».

Скриншоты представлены в Приложении Г.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							244

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 комментария и вопросов. Подробно информация представлена в Разделе 6.2 (таблица 6.2.1).

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

0261-01-ОВОС

11.2.2 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:

- Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) намечаемой деятельности ООО «БайТекс» по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» Книга 1 Предварительный вариант материалов ОВОС.
- Книга 2 Материалы общественных обсуждений (1-ый этап – обсуждение проекта
 - o ТЗ на выполнение ОВОС).

Утверждено Техническое задание на проведение оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) намечаемой деятельности ООО «БайТекс» по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».

Места общественного доступа материалов

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 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;
- 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.katadm.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.org.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 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.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							246

В соответствии с п. 7.9.2 и п.4.6 Приказа МПР №999 от 01.12. 2020 г. направлено уведомление о проведении общественных слушаний и его размещении не позднее чем за 3 календарных дня до начала планируемого общественного обсуждения, исчисляемого с даты обеспечения доступности объекта общественных обсуждений для ознакомления общественности:

- 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».
- На региональном уровне
 - на официальном сайте Министерства природных ресурсов, экологии и имущественных отношений Оренбургской области: www.mprg.ru официальное опубликование от 15.09.2021г.;
 - на официальном сайте Министерства лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области: www.priroda.samregion.ru официальное опубликование от 14.09.2021г.;
 - на официальном сайте Южно-Уральского межрегионального управления Росприроднадзора: www.rpn.gov.ru/public официальное опубликование от 16.09.2021г.;
 - На федеральном уровне
 - на официальном сайте Федеральной службы по надзору в сфере природопользования: www.rpn.gov.ru официальное опубликование от 16.09.2021г.

Информирование на втором этапе обсуждений предварительных материалов ОВОС проведено за 30 дней до проведения общественных слушаний путем публикаций в официальных изданиях органов исполнительной власти федерального, областного и местного уровней и на интернет- сайтах.

В Приложении Л представлены копии объявлений опубликованные в следующих СМИ:

- в официальном издании органов местного самоуправления –газета муниципального района Камышлинский «Камышлинские известия», № 66 (9941) выпуск 17.09.2021 г.;
- Клявлинская районная общественно-политическая газета «Знамя Родины», № 67 (9947) выпуск 17.09.2021 г.;
- Общественно политическая газета Северного района Оренбургской области «Северная звезда», № 36 (10469) выпуск 16.09.2021 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».

Скриншоты представлены в Приложении Л.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							247

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 Г

Принятие замечаний и предложений

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.

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 соответствии с Приказом от утверждении требований к материалам ОВОС (Приказ Минприроды России от 01.12 2020 г. № 999) и постановлениями Администраций муниципальных районов Камышлинский и Клявлинский Самарской области Постановление от 10.09.2021г. №396 и Постановления от 13.09.2021г. № 359 и Администрацией муниципального района Северного Оренбургской области на основании Постановления от 15.09.2021г. №551-п инициатор хозяйственной деятельности – ООО «БайТекс» обеспечивал доступ к материалам общественных обсуждений и принимал от общественности и других участников процесса ОВОС замечания и предложения к материалам общественных обсуждений, в том числе к материалам ОВОС, в течение 10 д ней после окончания общественных слушаний с 27.10. 2021 г. по 07.11. 2021 г. и с 28.10.2021 г. по 08.11.2021 г.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							248

11.3 Список участников общественного обсуждения с указанием их фамилий, имен, отчеств и названий организаций (если они представляли организации), а также – адресов и телефонов этих организаций или самих участников обсуждения

Участниками общественных обсуждений объекта государственной экологической экспертизы: по проекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» стали:

- заинтересованная общественность, общественные организации сел Камышла, Клявлино и Северное;
- администрации муниципальных районов Камышлинский и Клявлинский Самарской области и администрация муниципального района Северного Оренбургской области;
- другие заинтересованные лица;

Список участников слушаний

Общественные обсуждения в форме слушаний проходили в трех муниципальных районах Камышлинском, Клявлинском Самарской области и Северном Оренбургской области. Всего для участия в общественных обсуждениях (в форме слушаний) зарегистрировалось 1 человек (общее количество человек было больше, некоторые пришедшие на слушания граждане отказались от регистрации), в том числе:

- Представители администрации муниципальных районов Камышлинский и Клявлинский Самарской области и администрация муниципального района Северного Оренбургской области;
- 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).

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							249

11.4 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.

Тезисы выступлений докладчиков на слушаниях представлены в Таблице 11.2.

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 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»,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							250

	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 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	Сообщила, что в период принятия от граждан и общественных организаций замечаний и предложений, на

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

<p>Комитета по управлению муниципальным имуществом м.р. Северный</p>	<p>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.</p>
--	---

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.

Тезисы выступлений докладчиков на слушаниях представлены в Таблице 11.3.

ФИО, должность выступающего	Тезисы выступлений
Соловьев Иван Николаевич, глава муниципального района Клявлинский Самарской	Объявил публичные слушания открытыми, приветствовал участников общественных слушаний; уведомил об осуществлении протокольной записи процесса общественных обсуждений; огласил организаторов общественных

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							252

<p>области</p>	<p>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».</p>
<p>Петров Владимир Сергеевич - специалист по охране окружающей среды МКУ «Управление делами»</p>	<p>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.</p>
<p>Полуконов Сергей Владимирович, инженер по охране окружающей среды (эколог) ООО «БайТекс».</p>	<p>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.</p>
<p>Новикова Татьяна Васильевна – начальник отдела охраны окружающей среды ООО «ОренбургНИПИнефть»</p>	<p>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.</p>
<p>Насыров Раиль Махмутович - главный специалист по охране окружающей среды Комитета по управлению муниципальным имуществом м.р. Камышлинский</p>	<p>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</p>

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	253

	<p>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.</p>
<p>Петров Владимир Сергеевич - специалист по охране окружающей среды МКУ «Управление делами» м.р. Клявлинский</p>	<p>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 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.</p>
<p>Илалтдинова Лилия Лефхатовна - председатель Комитета по управлению муниципальным имуществом м.р. Северный</p>	<p>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.</p>

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.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

11.5 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 11.4

Ответы на вопросы и комментарии общественности подготовлены:

- инициатором хозяйственной деятельности – ООО «ОренбургНИПИнефть»;
- исполнителями ОВОС ООО «ОренбургНИПИнефть» (г. Оренбург).

Таблица 11.4 – 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.	Ответ представителя ООО «БайТекс» - Полуконова С.В. 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.	Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В. 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	Внесение изменений не потребовалось

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

Лист
255

		<p>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 разработки проекта организации строительства. На сегодняшний день, этой информацией я не владею.</p> <p><u>Ответ представителя ООО «БайТекс» - Полуконова С.В.</u></p> <p>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 заключенными договорами.</p>	
3.	<p>Лилия Лефхатовна, испытывает ли местное население неудобство от деятельности на Байтуганском нефтяном месторождении? Акцент на два критерия: качество воздуха и качество воды.</p> <p>Участник слушаний: Представитель общественной организации: Межрегиональная общественная организация по</p>	<p><u>Ответ представителя органов местного самоуправления муниципального образования Северный район Оренбургской области Илалтдинова Л.Л.</u></p> <p>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</p>	<p>Внесение изменений не потребовалось</p>

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

	<p>охране окружающей среды «Национальная-промышленная экология» Ерикбаев С.С.</p>	<p>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.</p>	
4.	<p>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.</p>	<p><u>Ответ представителя органов местного самоуправления муниципального образования Северный район Оренбургской области Илалтдинова Л.Л.</u> Да, есть.</p>	Внесение изменений не потребовалось
5.	<p>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.</p>	<p><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.</p>	Внесение изменений не потребовалось

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

6.	<p>Может быть в социальных сетях были жалобы от населения?</p> <p>Участник слушаний: Представитель общественной организации: Межрегиональная общественная организация по охране окружающей среды «Национальная-промышленная экология» Ерикбаев С.С.</p>	<p><u>Ответ представителя органов местного самоуправления муниципального образования Северный район Оренбургской области Илалтдинова Л.Л.</u></p> <p>У меня есть доступ в группы мессенджеров «Подслушано Бакаево», «Подслушано Северное», но и в них такая информация отсутствует.</p>	<p>Внесение изменений не потребовалось</p>
Обсуждение объекта ГЭЭ 22.09.2021г. по 07.11.2021г.			
7.			

• 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 Д.

Все поступившие предложения/комментарии/замечания/вопросы подробно проанализированы, ответы подготовлены представителями инициатора намечаемой деятельности и исполнителей ОВОС и представлены в Таблице 11.5.

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 Д.

Таблица 11.5 -

№№	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	<p><u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u></p> <p>Существующий фонд добывающих скважин составляет</p>	Замечание учтено. Внесены дополнения в ТЗ на ОВОС

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 258
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-------------

	<p>скважины, которые уже построены и добывают нефть.</p> <p>Житель с. Клявлино Трифонов О. В. 18.08.2021г, 16.15ч.</p>	<p>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 Владимировича.</p>	
2.	<p>Добыча нефти на Байтуганском месторождении ведется довольно долго. До какого срока будет осуществляться разработка месторождения?</p> <p>Житель с. Камышла Техиташев Р. Г. 05.08.2021г.10.00ч.</p>	<p><u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u></p> <p>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.</p>	<p>Внесение изменений не потребовалось</p>
3.	<p>С какой целью проводят общественные обсуждения по разработке нефтяного месторождения? Мнение общественности может повлиять на работу нефтяных компаний?</p> <p>Житель с. Северное Чепудаева М.В. 29.07.21г. 15:30 ч.</p>	<p><u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u></p> <p>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.</p>	<p>Внесение изменений не потребовалось</p>

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

		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 деятельности, включая Техническое задание на проведение ОВОС, и сам процесс проведения оценки воздействия, будет корректироваться с учетом мнения заинтересованной общественности.	
4.	<p>В Техническом задании не указана лицензия, по которой ведется разработка месторождения и срок ее действия.</p> <p>Житель с. Северное Родичкиси К.С. 04.08.2021г. 11:05 ч.</p>	<p><u>Ответ исполнителя ОВОС – Новиковой Т.В.</u></p> <p>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.</p>	<p>Замечание учтено. Внесены дополнения в ТЗ на ОВОС</p>

Обсуждение объекта ГЭЭ 22.09.2021г. по 07.11.2021г.

5.			
----	--	--	--

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

11.6 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.

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 обоснования комплексного экологического разрешения, включая материалы ОВОС, от общественности каких-либо и предложений, замечаний, вопросов не поступило. Предложения/замечания/комментарии/вопросы касались текущей деятельности ООО «БайТекс» (подробнее в разделе 6.2, таблица 6.2.1).

Копии писем представлены в Приложении 9.

В течение 10 дней после окончания общественных слушаний с 28.10.2019 г. по 07.11.2019 г. поступило одно письмо с комментариями о проведении общественных обсуждений и слушаний, а также о размещении публикаций в СМИ и обеспечении доступа к материалам общественных обсуждений.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							261

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.

11.7 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 11.4, 11.5 Раздела 6 настоящих Материалов общественных обсуждений.

11.8 Списки рассылки соответствующей информации, направляемой общественности на всех этапах оценки воздействия на окружающую среду.

В Таблице 11.6 представлены список рассылки информации, направляемой заинтересованным лицам (участникам общественных обсуждений) в период проведения общественных обсуждений.

Таблица 11.6 – 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			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист 262
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------	-------------

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 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

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							264

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 жилых мест от участков планируемого производства работ;
- 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 57 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;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							265

арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землевладельцев, землепользователей и арендаторов земельных участков либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц (с изменениями на 31 марта 2015 года);

15. 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);

16. Постановление Правительства Оренбургской области № 12-п от 18.01.2010г «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 Оренбургской области».

17. Постановлением правительства Оренбургской области № 121-п от 25.02.15 г. «О памятниках природы Областного значения Оренбургской области» (с изменениями на 29 мая 2019 года);

18. Распоряжение Правительства РФ от 31.12.2008 г. № 2055-р «Об утверждении перечня особо охраняемых природных территорий федерального значения, находящихся в ведении Минприроды России»;

19. Распоряжение Правительства РФ от 31.12.2008 г. № 2056-р «Об утверждении перечней федеральных государственных учреждений и федеральных государственных унитарных предприятий, находящихся в ведении Минприроды России и Росприроднадзора»;

20. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.12.2011 г. № 948 «Об утверждении методики исчисления размера вреда, причиненного охотничьим ресурсам»

21. 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».

22. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с изменением №1);

23. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБП). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением №1);

24. ГОСТ 12.1.007-76*. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями №1. 2);

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0261-01-ОВОС	Лист
							268

- 68. Атлас Оренбургской области. Федеральная служба геодезии и картографии России, М, 1992 г.;
- 69. Блохин Е.В. Экология почв Оренбургской области. Екатеринбург: УрОРАН, 1997г.
- 70. Гавлюк Э.В., Давыгора А.В., Руди В.Н., Животный мир Оренбургской области. Оренбург: ОГПИ, 1993 г.;
- 71. Красная книга Оренбургской области. (Утверждена распоряжением администрации Оренбургской области № 9 - р. от 09.01.96 г.). Оренбург, 1998 г.;
- 72. Красная книга почв Оренбургской области. Екатеринбург: УрО РАН, 2001 г.;
- 73. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные, части 1-6, выпуск 12 (Оренбургская область). Л.: Гидрометеоздат, 1988 г.
- 74. Немков В.А. Редкие виды насекомых Оренбургской области и их охрана. Материалы для Красной книги Оренбургской области. Екатеринбург, «Наука», 1995 г.;
- 75. Руди В.Н. Млекопитающие Оренбургской области. Оренбург: ОГПИ, 1996 г.;
- 76. Чибилев А.А., Природное наследие Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1996 г.;
- 77. Чибилев А.А., Географический атлас Оренбургской области. Москва: Оренбургское книжное издательство, 1999 г.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

0261-01-ОВОС

