

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕОТСТВЕННОСТЬЮ
«SUNRISE ENERGY KAZAKHSTAN»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ» (КазНИГРИ)
Государственная лицензия № 23002295 от 25.01.2023г**

«Утверждаю»:

**Генеральный директор
ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan»**


Аскаров Т.



**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА
№2024037 от 11.04.2024г**

**Директор,
ТОО «КазНИГРИ»:**

**Заместитель директора по проектно-
функциональному обеспечению:**





Р.А. Юсубалиев

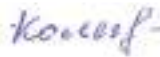
Б.Р. Туленбаева

г. Атырау, 2024г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «КазНИГРИ»

Государственная лицензия №01784Р от 01.10.2015 года.

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Ответственный исполнитель Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды		Калемова Ж.Ж.
Ведущий инженер отдела проектирования охраны недр и окружающей среды		Ибраева А.Н.
Инженер отдела проектирования охраны недр и окружающей среды		Колегова А.С.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	10
1.2. ОСОБО ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ.....	15
1.2.1. <i>Общая характеристика почвенного покрова района на территории проектируемой скважины.....</i>	16
1.3. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....	17
1.3.1. <i>Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)</i>	17
1.3.2. <i>Общая характеристика почвенно-растительного покрова района на территории проектируемой скважины</i>	19
1.3.3. <i>Общая характеристика животного мира района</i>	20
1.4. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	22
1.4.1. <i>Характеристика геологического строения</i>	22
1.4.2. <i>Тектоника</i>	29
1.4.3. <i>Нефтегазоносность</i>	34
2. ОПИСАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	36
2.1. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕГИОНА. СОСТОЯНИЕ ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА	36
2.1.1 <i>Характеристика современного состояния воздушной среды.....</i>	39
2.2. ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	40
3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ.....	41
3.1. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ. ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	41
3.2. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ СКВАЖИН. ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	41
3.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	43
3.4. РАЗЛИЧНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА	45
3.4.1. <i>Различные условия эксплуатации объекта включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту.</i>	45
3.4.2. <i>Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....</i>	45
3.4.3. <i>Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия</i>	46
3.4.4. <i>Основные технико-экономические показатели</i>	46
3.5. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	57
3.5.1. <i>Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности</i>	57
3.5.2. <i>Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)</i>	58
3.5.3. <i>Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)</i>	59
3.5.4. <i>Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)</i>	59

3.5.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).....	59
4. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	61
5. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ.....	62
5.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	62
5.2. Действующая система внутри промыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции	67
5.2.1 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения.....	70
5.2.2 Проектные решения по переработке и утилизации попутного газа.....	71
5.2.3 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	71
5.3. Обоснование типовой конструкции скважин	71
6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ	73
7. ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	75
8. ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	76
8.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ	76
8.1.1. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	78
8.2. Оценка возможного воздействия на АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	80
8.2.1. Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха	80
8.2.2. Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве и испытании скважин.....	82
8.2.3. Основные источники воздействия на окружающую среду при эксплуатации месторождения.....	74
8.2.4. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	74
8.2.5. Возможные залповые и аварийные выбросы	75
8.2.6. Предложения по установлению ориентировочных нормативов допустимых выбросов (НДВ).....	75
8.2.7. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу.....	76
8.2.8. Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферы.....	77
8.2.9. Уточнение размера санитарно-защитной зоны (области воздействия).....	77
8.2.10. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	77
8.2.11. Оценка воздействия на атмосферный воздух	80
8.2.12. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха.....	80
8.3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД.....	81

8.3.1. Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ	81
8.3.2. Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод.....	82
8.3.3. Мероприятия по охране водных ресурсов.....	82
8.3.4. Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод	83
8.3.5. Водопотребление и водоотведение.....	84
8.4. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ.....	85
8.4.1. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	87
8.5. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ	88
8.5.1. Характеристика почвенного покрова.....	88
8.5.2. Описание возможных существенных воздействий на ландшафты	89
8.5.3. Оценка воздействия на почвы	89
8.5.4. Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов.....	90
8.5.5. Предложения по организации экологического мониторинга почв.....	92
8.6. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	92
8.7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. Оценка воздействия вибрации, шумовых, электромагнитных, тепловых и радиационных воздействий.....	95
9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ.	98
9.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ	98
9.1.1. Расчет образования отходов при реализации проектных решений	103
НАИМЕНОВАНИЕ	103
ТЕХ. КОЛОННА.....	103
9.2. ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ	130
9.3. ОСОБЕННОСТИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЕРРИТОРИИ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	135
9.4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕЗВРЕЖИВАНИЮ, УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ ВСЕХ ВИДОВ ОТХОДОВ	136
10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ.....	138
10.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности	138
10.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	139
10.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	139
10.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления .	140
10.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий	141
10.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	142
11. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ПРОЕКТИРУЕМЫМИ РАБОТАМИ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ	144
11.1. Социально-экономическое развитие региона	144
11.2. Организация охраны памятников истории и культуры.....	144
12. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	147

12.1. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.....	147
12.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду	149
13. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ	151
14. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	153
15. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	154
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ.....</i>	<i>165</i>
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ЗАКЛЮЧЕНИЕ СКРИНИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....</i>	<i>167</i>
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ РАССЕЙВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</i>	<i>175</i>

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнению к проекту разработки месторождения Шоба» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями Экологического Кодекса и нормативно-правовых актов Республики Казахстан. В рамках проекта планируется начало реализации работ в 2024г. Завершение периода разработки планируется 2047 году.

Проектом рассмотрено **3 варианта разработки месторождения**, различающиеся количеством намечаемых к бурению скважин. По технико-экономическим расчетам рекомендован 2 вариант разработки.

Вариант 1 (базовый). Продолжение реализации решений утвержденного варианта разработки действующего проектного документа ПР-2022г, без перевода под нагнетание скважины Ш-6, в связи с притоком нефти в скважину после длительного ее бездействия, т.к. действующим проектом перевод под нагнетание данной скважины был предусмотрен в случае достижения 100% обводненности продукции. Так же дополнительно заложены ГТМ по борьбе с обводненностью продукции. Согласно 1 варианту, эксплуатационный фонд скважин месторождения, в который на дату проекта входят 12 добывающих и 2 нагнетательные скважины остается соответственно факту.

Вариант 2 (рекомендуемый). Основан на проектных решениях 1 варианта разработки. Дополнительно предусмотрен ввод из бурения одной горизонтальной добывающей скважины Ш-17 в 2027г.

Вариант 3 отличается от 2 варианта бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины Ш-18 в 2027г.

Согласно протоколу ГКЗ от 24.05.2024г №2672-24-У, утвержденные начальные запасы углеводородов месторождения Шоба составляют:

Нефти:

- по категории С₁: геологические – 1876 тыс.т, извлекаемые – 473 тыс.т.;
- по категории С₂ геологические – 18 тыс.т, извлекаемые – 2 тыс.т.

Растворенного газа:

- по категории С₁: геологические – 49 млн.м³, извлекаемые - 13 млн.м³;

Запасы газа газовой шапки:

- по категории С₁: геологические – 181 млн.м³, извлекаемые - 87 млн.м³.

В целом по месторождению доля запасов нефти по категории С₁ составляет 99%.

Ввиду незначительных геологических и извлекаемых запасов нефти категории С₂ (всего 18,0/2,0 тыс. т), выявленных по результатам интерпретации материалов ГИС, испытание данного горизонта на дату проектирования предполагается экономически нецелесообразным.

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 17 ед. Из них 4 поисковые скважины, 3 оценочные скважины, 2 опережающе-добывающие, 1 нагнетательная и 7 эксплуатационных скважин.

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду содержит описание намечаемой деятельности, включая: информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра; информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности; описание возможного воздействия на окружающую среду; описание предусматриваемых для периодов строительства и эксплуатации объекта мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, в том числе предлагаемых мероприятий.

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатам которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду от 10.07.2024г №KZ83RYS00698635, выданное ГУ Департамент экологии по Актыбинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан. Согласно заключению, проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду обязательна.

Намечаемая деятельность согласно - «Разработки месторождения Шоба» (разведка и добыча углеводородов) относится к I категории, оказывающей значительное негативное воздействие на окружающую среду в соответствии пп.1.3 п.1 Раздела 1 Приложения 2 к Экологическому кодексу РК.

Недропользователем месторождения Шоба с 2020г является ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan», имеющий контракт №4322-УВС-МЭ от 01.09.2016г на добычу УВС. Ранее Контракт на добычу УВС на месторождении Шоба был подписан между Министерством энергетики РК и ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» 1 сентября 2016г сроком действия до 01 сентября 2028г (Гос. рег. №4322-УВС-МЭ). Согласно Дополнению №2 к Контракту (Гос. рег. №4809-УВС-МЭ от 22.04.2020г) Компетентным органом выдано разрешение на переход 100% права недропользования по Контракту №4322-УВС-МЭ от 01.09.2016г на добычу УВС на месторождении Шоба Актыбинской области РК от ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» к ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan».

Комитетом геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов на имя ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» выдан Горный отвод от 17.01.2020г рег. №376 Д-УВ. Площадь Горного отвода составляет 1,94 км². Глубина разработки – до подошвы триасовых отложений.

Месторождение Шоба в географическом отношении расположено в западной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актыбинской области Республики Казахстан. Байганинский район расположен в юго-западной части Актыбинской области. Административный центр – поселок Караулкельды с одноименной станцией расположен на железнодорожной магистрали Кандыагаш-Атырау в 240 км от областного центра города Актобе.

Месторождение Шоба расположено в 50 км от железнодорожной станции Сагиз и в 90 км от районного центра п. Караулкельды. Ближайшие населенные пункты – поселки Ебейти и Копа. Расстояние от месторождения Шоба до наиболее близлежащего поселка Ебейти составляет 12,5 км.

Целью настоящего проекта является совершенствование системы разработки месторождения Шоба, с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки месторождения с учетом результатов детального анализа по отдельным блокам, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Шоба, как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя.

Целью проведения отчета о возможных воздействиях является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разведочных работ на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Отчет о возможных воздействиях включает следующие этапы его проведения:

- характеристика и оценка современного состояния окружающей среды, включая атмосферу, гидросферу, литосферу, флору и фауну, выявление приоритетных по степени антропогенной нагрузки природных сред, ранжирование факторов воздействия;
- анализ планируемой производственной деятельности с целью установления видов и интенсивности воздействия на окружающую среду, пространственного распределения источников воздействия и ранжирования по их значимости;

- комплексная прогнозная оценка ожидаемых изменений окружающей среды в результате планируемой деятельности на участке работ;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

В Отчете приведены основные характеристики природных условий района проведения проектируемых работ, определены источники неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также степень влияния эмиссий загрязняющих веществ и отходов при проведении разработки на месторождении Шоба.

Составление Отчета о возможных воздействиях, способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды.

Отчет выполнен специалистами ТОО «КазНИГРИ» (Государственная лицензия на природоохранное проектирование №01784Р от 01.10.2015 года) на основании заключенного договора с ТОО ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan».

Основным руководящим документом при составлении отчета о возможных воздействиях, является «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утверждённая Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Также для составления проекта были использованы следующие нормативные документы, действующие на территории Республики Казахстан:

- «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утверждены Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2;
- Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах утверждены Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 02 августа 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Согласно статьи 35 главы 6 Экологического Кодекса Республики Казахстан, «оценка воздействия на окружающую среду – процедура, в которой оцениваются возможные последствия хозяйственной и иной деятельности для окружающей среды и здоровья человека, разрабатываются меры по предотвращению неблагоприятных последствий (уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов), оздоровлению окружающей среды с учетом требований экологического законодательства Республики Казахстан».

Адреса:

Заказчик: ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» 050057, Республика Казахстан, г.Алматы, Ауэзовский район, Микрорайон Мамыр-4, дом № 102/5 Тел. 338-20-57	Исполнитель: ТОО «КазНИГРИ» Республика Казахстан, 060011, г. Атырау ул. Айтеке би, 43 А Тел. +7 7122 76-30-90 / 91
--	--

1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Общие сведения о месторождении

Месторождение Шоба в географическом отношении расположено в западной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан. Байганинский район расположен в юго-западной части Актюбинской области. Административный центр – поселок Караулкельды с одноименной станцией расположен на железнодорожной магистрали Кандыгааш-Атырау в 240 км от областного центра города Актобе.

Месторождение Шоба расположено в 50 км от железнодорожной станции Сагиз и в 90 км от районного центра п. Караулкельды. Ближайшие населенные пункты – поселки Ебейти и Копа. Расстояние от месторождения Шоба до наиболее близлежащего поселка Ебейти составляет 12,5 км.

Основными путями сообщения являются железная дорога станции Сагиз и шоссейные дороги пос. Караулкельды и станции Сагиз, связывающие с областным центром. От станции Сагиз до населенного пункта пос. Ебейти проходит грейдерная дорога, далее до месторождения проселочные грунтовые дороги. Областной центр г. Актобе расположен в 360 км к северу от месторождения Шоба (рис. 1.1).

В геоморфологическом отношении район представляет собой полупустынную равнину. Рельеф местности представляет собой слабоволнистую равнину с высотными отметками 100-120 м. На территории имеются многочисленные бессточные впадины, в которых расположены озера и соры, практически пересыхающие в летнее время, но создающие проблемы в остальное время года для проходимости транспорта.

Гидрографическая сеть развита слабо. Территория бедна поверхностными водами. Основной водной артерией, пересекающей площадь, является река Сагиз с ее левым притоком Терсаккан, имеющая широкую долину и узкое русло. Вода в реке весной и в начале лета пресная за счет талых вод, в конце лета горько-соленая, пригодная только для технических нужд. Река Сагиз не имеет постоянного круглогодичного стока. Долина реки узкая, до 30÷60 м, шириной, русло невысокое – 1,5÷2,0 м, но интенсивно размываемое. Питание реки происходит за счет снеготаяния и дождей, поэтому основной объем годового стока (до 80÷90%) приходится на весенний паводок; в остальное время года река сильно мелеет, трансформируясь в непрерывную цепь плесов.

Почва района представлена солончаками.

Животный и растительный мир сравнительно небогат: в районе работ обитают волки, лисы, барсуки, много степных орлов, беркутов, дроф, куропаток и диких уток. Растительный мир представлен исключительно травами, в основном встречается мятник степной, пырей, полынь, верблюжья колючка и т.д.

Климат района резкоконтинентальный – с продолжительной холодной зимой с устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие колебания сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом плюс 30-45 °С, минимальная зимой – минус 35-45 °С. Годовое количество осадков обычно не превышает 149 мм, которые выпадают в основном в течение осенне-зимнего сезона.

Исследуемая площадь пересечена редкой сетью грунтовых дорог, связывающих между собой пос. Ебейти, Копа, Алтай-батыр, а также отдельные участки отгонного животноводства. В летнее время они вполне пригодны для проезда автомашин. Осенью, зимой и весной дороги для автотранспорта становятся непроходимыми.

В экономическом отношении район работ является сельскохозяйственным. Местное население в основном занимается скотоводством.

Вода для питьевых нужд завозится автоцистернами из п. Копа. Обеспечение технической водой для бурения скважин осуществляется из специально пробуренной скважины.

Электроснабжение промысла осуществляется от автономных источников электроснабжения – дизельных электростанций различной мощности, расположенных непосредственно на объектах.

Научно-исследовательские, промыслово-геофизические и лабораторные базы, а также производственный офис ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» расположены в г. Актобе.

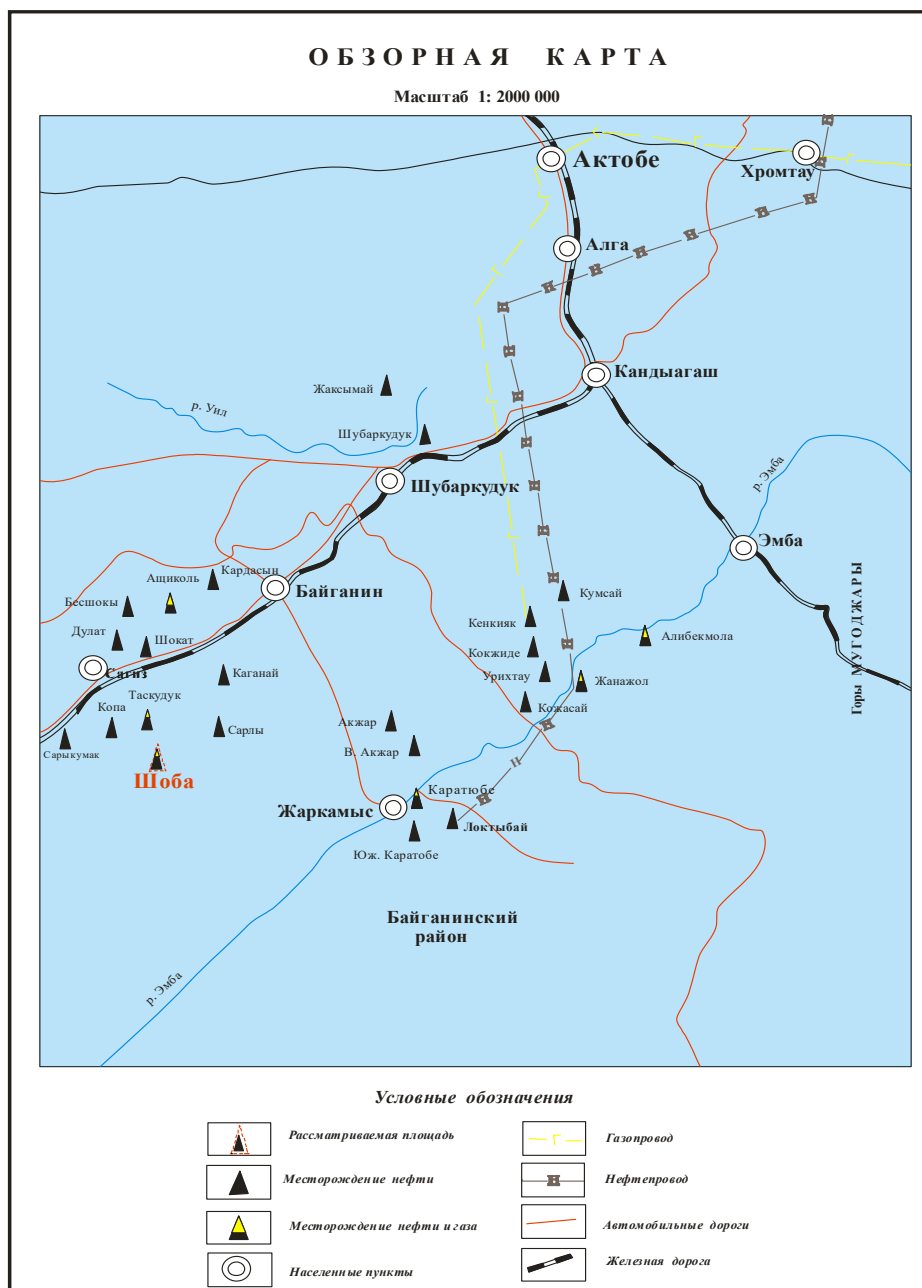


Рис. 1.1. - Обзорная карта

Координаты угловых точек контрактной территории ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan»:

- 1) 47°58'39" с.ш., 55°12'22" в.д.;
- 2) 47°58'51" с.ш., 55°12'21" в.д.;
- 3) 47°58'50" с.ш., 55°13'23" в.д.;

- 4) $47^{\circ}58'37''$ с.ш., $55^{\circ}14'22''$ в.д;
- 5) $47^{\circ}58'22''$ с.ш., $55^{\circ}14'50''$ в.д.;
- 6) $47^{\circ}58'06''$ с.ш., $55^{\circ}14'49''$ в.д;
- 7) $47^{\circ}58'20''$ с.ш., $55^{\circ}13'46''$ в.д.;
- 8) $47^{\circ}58'30''$ с.ш., $55^{\circ}13'16''$ в.д.



Рис. 1.2. Указание расстояния до ближайшего водного объекта р. Сагыз на расстоянии 10 км

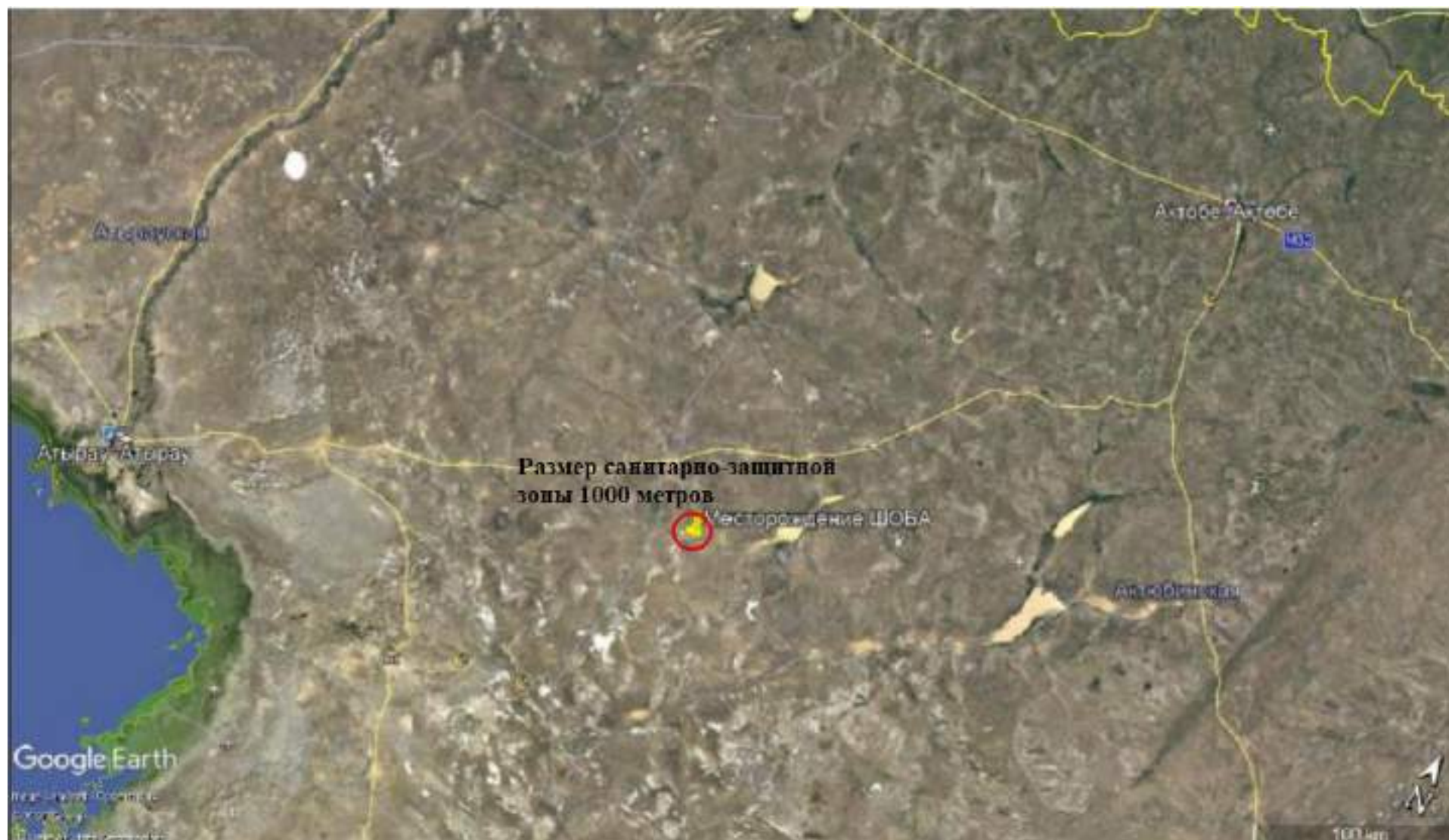


Рис. 1.3. Указание размера санитарно-защитной зоны – 1000

1.2. Особо охраняемые природные территории

Государственный природный резерват «Иргиз-Тургайский» расположен в Актыубинской области. Создан постановлением Правительства Республики Казахстан № 109 «О создании государственного учреждения «Иргиз-Тургайский государственный природный резерват» Комитета лесного и охотничьего хозяйства Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан» от 14 февраля 2007 года, площадью 763 549,0 га в целях охраны и восстановления бетпакдалинской популяции сайгака, а также водно-болотных угодий, степных и пустынных ландшафтов. Когда заказник был открыт в 2007 году, в этом районе насчитывалось около 7000 сайгаков. В настоящее время насчитывается 45 000 сайгаков.

Площадь резервата состоит из: 52 000 гектаров — земельный участок, находившийся на территории Тургайского государственного природного заказника, а также земли запаса на территории Иргизского района - общей площадью 711 549 га.

Резерват создан с целью сохранения и восстановления природных комплексов, охраны мест обитания (зимовок, летовок, окота), путей миграции сайгака — представителя бетпакдалинской популяции. Сохранения уникальных водно-болотных угодий Иргиз-Тургайской озерной системы, как одного из мест наибольшей концентрации водно-болотных птиц в период сезонных миграций и линьки; гнездования фламинго, водоплавающих и околоводных птиц, мест нерестилищ рыбы.

Памятники истории и культуры.

Карасакал - некрополь, погребально-культовый комплекс XVII - начала XX века в Западном Казахстане, расположенный на левом берегу реки Эмбы в 61,1 км на юго-запад от посёлка Жаркамыс в юго-восточной части песков Алшынсай в Байганинском районе Актыубинской области.

Площадь некрополя составляет 15 га. Он включает в себя около тысячи надгробных сооружений, создававшихся народными зодчими, резчиками по камню - представителями казахских родов Младшего жуза (адай, табын и другие).

Наиболее значительным памятником является мавзолей Ендибай, сложенный из распиленных блоков известняка и представляющий собой прямоугольный остов с шлемовидным куполом. Декор снаружи плоскорельефный, в интерьере - контурный с покраской орнамента.

Большую группу сооружений составляют выложенные из блоков известняка-песчаника саганатамы, сочетающиеся с кулпытасами и койтасами. Разнообразие типов малых форм традиционной погребальной архитектуры представлено кулпытасами, койтасами, сандыктасами.

Они отличаются богатством декора, плоскорельефная резьба дополнена покраской фона и орнамента. Кулпытасы содержат арабиграфические эпитафии на казахском языке. Тексты эпитафий включают в себя как молитвы, так и краткие биографии покойных.

Входящие в состав Карасакала памятники позволяют проследить этапы накопления опыта их строительства с переходом от простых к более сложным объёмно-геометрическим формам. Некрополь в 1982 году был включен в список памятников истории и культуры республиканского значения и охраняется государством.

Архитектурные памятники Актыубинской области включают мавзолеи, сагана-тамы (бескупольные сооружения), саркофаги, кулпытасы (вертикальные надгробные плиты), койтасы (горизонтальные надгробные плиты), бес-тас, уш-тас, а также караван-сарай.

Очень часто перечисленные типы памятников могут быть найдены в одном некрополе. Некрополи области отличаются живописью и колоритом.

Мавзолеи представляют собой купольные сооружения, в основном, прямоугольные в плане, в некоторых случаях — восьмиугольные, редко шестиугольные или круглые.

Встречаются три основных типа мавзолеев. Первый тип - более древний, построен, как правило, из природного камня с последующей наружной облицовкой огромными плитами с небольшой декоративной обработкой. Форма куполов близка к шлемвидной.

Второй тип мавзолеев предполагает те же конструктивные приемы строительства, но менее монументальные. Эти мавзолеи богато декорированы плоскорезным орнаментом.

Здесь больше отводится внимания тщательной отделке облицовочных плит как фасадов, так и интерьера.

Следует отметить, что наружные и внутренние облицовочные плиты являются несущей конструкцией. В основном, эти типы мавзолеев бывают без фундамента, т.е. цокольные плиты укладываются на небольшую глубину и заменяют фундамент, что часто вызывает разрушение памятников.

Ориентированы мавзолеи входным проемом, как правило, на юго-запад или юг.

Третий тип представляет собой сырцовые мавзолеи, прямоугольные, многогранные или круглые в плане. Форма куполов бывает как шлемовидная, так и конусообразная. Эти типы мавзолеев охватывают период с середины XVIII века до начала XX века.

Сагана - тамы представляют собой сооружения прямоугольные в плане, без купола, в наиболее ранних – со стенами, возведенными из природного камня, а в поздних – из сырцового кирпича, облицованные тщательно обработанными плитами (песчаникиизвестняк). Стены поздних сагана-тамов также богато орнаментированы.

Цоколь в основном двух – трехступенчатый. По углам довольно часто имеют возвышение над уровнем стен, разнообразно оформленные и называемые «кулак» - ухо.

Ориентация как обычно, юго-западная, то есть южная стена бывает выше других, образуя нечто вроде портала, и подчеркнута входным проемом прямоугольной или стрельчатой формы.

Сагана-тамы строились с XVI века вплоть до 30-х годов XX века.

Сандыктас (саркофаг) представляет собой сооружения в идее большого каменного ящика с крышей из каменной плиты, на которую часто устанавливаются койтасы.

Как правило, саркофаги имеют прямоугольную форму. Плиты тщательно подгоняют друг к другу, как вертикальные, так и горизонтальные. Многие саркофаги богато декорированы и имеют живописный вид. Плиты стен саркофаги аналогично камням укладываются без применения скрепляющего раствора. Орнаменты выполнялись рельефной резьбой с последующей покраской органическими красителями.

На территории проектируемых работ, в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано. В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

1.2.1. Общая характеристика почвенного покрова района на территории проектируемой скважины

Согласно почвенно-географическому районированию, рассматриваемая территория находится в Чу-Мойынкумской провинции бугристо-грядовых песков, такыровидных и серо-бурых почв. Основным зональным типом почв на данной территории являются бурые почвы, они представлены подтипом серо-бурых почв.

Территория подзоны серо-бурых почв включает в себя ландшафты равнин преимущественно аллювиально-аккумулятивного происхождения. Зональные серо-бурые почвы встречаются здесь островными массивами, занимая более древние по возрасту и более высокие по уровню поверхности аридно-денудационных плато, мелкосопочные возвышенности и делювиально-пролювиальные шлейфы, подгорные покатости гор юга и юго-востока Казахстана.

Район развития рассматриваемых почв сложен элювиальными, элювиально-делювиальными, делювиально-пролювиальными и древнеаллювиальными отложениями, различающимися по возрасту, механическому и минералогическому составу. Общей

особенностью почвообразующих пород этих почв является их карбонатность и присутствие гипса, причем содержание карбонатов с глубиной часто уменьшается, а гипса - возрастает.

По механическому составу они представлены, в основном, среднесуглинистыми и легкосуглинистыми пылеватыми разновидностями; значительно меньше - легкими почвами (супесчаными и песчаными), приуроченными обычно к окраинам песчаных массивов.

Наряду с серо-бурыми почвами здесь широко распространены такыровидные, такыры и пустынные песчаные почвы.

Такыровидные почвы широко распространены в подзоне серо-бурых почв, где встречаются довольно крупными массивами на аллювиальных равнинах. Это бывшие пойменные аллювиально-луговые почвы, сильно опустыненные в результате изменения гидрологического режима реки. Эти почвы занимают плоские пониженные элементы рельефа, включая сухие русла, котловины выдувания, террасы и другие элементы рельефа, сложенные преимущественно легкими (песчаными, супесчаными) пылегато-песчаными, реже суглинистыми отложениями.

Почвенный покров рассматриваемого района в естественном состоянии представляет малопродуктивные пастбищные угодья.

Своеобразие растительности Мойынкумов, как отдельной подпровинции, определяется тремя основными особенностями массива: положением песков в Центральной части Туранских пустынь; большим перепадом высот (от 110 до 700 м), с чем связана хорошо выраженная террасовидность поверхности; выклиниванием транзитных грунтовых вод в чуротном районе песков.

В Мойынкумах представлены восемь наиболее широко распространенных конассоциаций, приуроченных к различным элементам рельефа, - саксауловая, жузгуновья, кустарниковая, терескеновая, белоземельнопопынная, изеневая, сорнопопынная, злаковая.

Одними из продуктивных и имеющих разностороннее значение являются саксауловые редколесья из черного и белого саксаула.

Растительность такой пустыни, как Мойынкумы, представляет большую ценность, так как она значительно продуктивнее, чем глинистые или щебнистые пустыни, и используется как пастбища. Сочетание кормов, растущих в разные сезоны, позволяет использовать песчаные пастбища круглый год.

В Мойынкумах имеются редкие и эндемичные виды, требующие охраны: эфедра окаймленная, астрагал илийский и коротконогий, ферула илийская, ферула гладкая, хондрилла Кузнецова, эремостахис колесовидный и др.

1.3. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)

1.3.1. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Актюбинская область расположена между Прикаспийской низменностью на западе, плато Устюрт на юге, Туранской низменностью на юго-востоке и южными отрогами Урала на севере. Большая часть области представляет собой равнину, расчлененную долинами рек, высотой 100—200 м.

В средней части простираются Мугоджары (высшая точка гора Большой Бактыбай, 657 м).

На западе Актюбинской области расположено Подуральское плато, на юго-западе переходящее в Прикаспийскую низменность; на юго-востоке — массивы бугристых песков — Приаральские Каракумы и Большие и Малые Барсуки.

На северо-востоке в Актюбинской области заходит Тургайское плато, изрезанное оврагами.

На юго-востоке расположены массивы бугристых песков - Приаральский Каракум и

Улькен Борсык.

На юго-западе простирается чинк Донызтау и плато Шагырай. К чинку приурочены максимальные высоты плато - от 180-190 до 215 м.

Среди аккумулятивных равнин наиболее широко развита наклонная делювиальнопролювиальная равнина «Предсыртового уступа». В северной половине района она начинается от подошвы высоких (30-80 м) денудационных уступов плато и полого, под углом в первые градусы, опускается к поверхности морской равнины Прикаспийской низменности или долинам рек Жайык и Илек.

Территория Актюбинской области расположена на стыке трех крупных геологических структур: Русской платформы, Туранской плиты и Уральской горноскладчатой области. Территория имеет сложное тектоническое и геологическое строение. В геологическом отношении строение поверхности депрессии участвуют угленосные глины юры, преимущественно песчанистые морские и континентальные отложения мела и палеогена, глинистые и песчано-глинистые озерные отложения неогена. Участки с сохранившимся от последующего размыва покровом глин и суглинков верхнего плиоцена - нижнего плейстоцена рассматриваются как фрагменты аккумулятивной равнины.

В остальных случаях - равнина денудационная на рыхлом основании. Особенностью геоморфологического строения Восточного Мугалжар является ярусность рельефа. Верхняя, позднемезозойская поверхность выравнивания, фиксированная корой выветривания, располагается на абсолютной высоте 350-400 м. За счет ее размыва сформирован ярус на абсолютной высоте 290-340 м, где залегают отложения олигоцена.

В пределах 240-300 м абсолютной высоты, развита денудационная поверхность с пятнами песчано-глинистых отложений позднего миоцена - раннего плиоцена. И вдоль современных долин, на абсолютной высоте 180-250 м, прослеживается преимущественно аккумулятивная поверхность акчагыльского времени, которая соответствует днищам древних долин и частично погребена под четвертичными отложениями.

Денудационный рельеф Восточного Мугалжар формируется длительное время в относительно спокойных тектонических условиях, что способствует сохранению геоморфологических элементов различных эпох. Наиболее активное рельефообразование относится к позднему миоцену, раннему и особенно среднему плиоцену. Тогда на фоне поднятия Урала произошло перераспределение речной сети на его восточном склоне - она сменила меридиональное направление на широтное.

В последующем этапы аккумуляции и денудации не были столь выраженными и существенно не изменили основной облик рельефа. Поверхность Замугалжарского пенеппена плавно снижается на юг и восток от 380-350 м до 250-230 м.

Растительный покров исследуемой области разнообразен. В центральной части области проходит крупный ботанико-географический рубеж между степной и пустынной зоной. В соответствии с широтным делением климатических условий выделяется четыре подзональных типа растительности степей: засушливые, умеренно-сухие, сухие и опустыненные и два подзональных типа пустынь: остепненные и настоящие. Кроме того, широко представлены интразональные типы растительности в долинах рек, днищах оврагов, балок, солончаках.

На крайнем севере области на черноземах распространены разнотравно-злаковая растительность, с большим количеством ковылей. На темно-каштановых почвах развита разнотравно-типчаково-ковыльная растительность, на солонцеватых почвах - ковыльнотипчаковое разнотравье, а на карбонатных почвах - разнотравно-ковыльное, с примесью полыней. В центральной части области на светло-каштановых почвах растительность составляет полынно-ковыльно-типчаковая, с примесью изеня. На юге области на бурых почвах распространены еркеково-ковыльно-полынная растительность, на солончаках - солянковая растительность (чий, кермек, шелковица, солерос и т.д.).

Исследуемая область относится к двум рыбопромысловым районам: западная часть

области относится к Урало-Каспийскому району, восточная - к Ыргыз-Торгайскому участку Аральского района. Ихтиофауна крупных рек, прудов и водохранилищ представлена главным образом промысловыми видами рыб.

В Саздинском водохранилище водится лещ, карась серебряный, щука, плотва, язь. К основным промысловым видам относятся - серебряный карась, щука, плотва. В Каргалынском водохранилище водятся щука, сазан, карась серебряный, лещ, окунь. Одним из основных промысловых видов является серебряный карась, сазан.

Видовой состав промысловой ихтиофауны Ыргыз-Торгайской системы озер представлен более чем 10 видами. Наиболее многочисленна сазан, серебряный и золотой карась, язь, плотва, лещ, линь и окунь. Как было выше изложено, рыбопромысловыми озерами являются озера Байтакколь, Кармакколь, Большой и Малый Жарколь, Тайпакколь, Малайдар, Букинколь и др., которые имеют большое рыбохозяйственное значение не только для Ыргызского района, но и для области в целом.

Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана

Анализ литературных источников не позволили выявить для территории редкие виды, занесенные в Красную Книгу Казахстана.

В Актюбинской области произрастает известный Тюльпан Геснера (Тюльпан Шренка). Вид, сокращающийся в численности в результате чрезмерного использования человеком. Занесён в Красную книгу Казахстана.

1.3.2. Общая характеристика почвенно-растительного покрова района на территории проектируемой скважины

Растительный покров здесь представлен комплексами полынных и многолетне-солянковых кокпековых пустынь, таких как чернобоялычевые, биюргуновые, тасбиюргуновые. По временным водотокам произрастает кустарниковая растительность – караганы, курчавки, тамариски.

Доминантными растительными сообществами на данной территории представлены следующие растения:

Полынь белоземельная (Artemisiaterrae-albae) - полукустарник 3-45 см высотой. Все растение в молодости белое, позднее серовато-зеленоватое от паутинисто-войлочного опушения; корень толстый, вертикальный, деревянистый. Корзинки на ножках, мелкие, 2-3 мм длиной, яйцевидные, в рыхлой, довольно широкой метелке; цветки (в числе 4-5) при созревании плодов имеют распахнутый венчик пурпурно-розовый или желтый. Цветет в августе.



Полынь белоземельная (Artemisiaterrae-albae)

Солянка холмовая (Salsolacollina) относится к роду травянистых и кустарниковых растений семейства Маревые (Chenopodiaceae). Растения данного рода получили свое

название за способность произрастать на солонцах и солончаках; кроме того, они имеют соленый вкус.



Солянка холмовая (Salsolacollina)

Саксаул белый (A. acutifolium Minkv.) - крупный кустарник высотой 1,5-2,5 м, а иногда до 5 м, произрастающий на песках пустыни. Листья его имеют вид небольших чешуек. Кормом служат зеленые и ростовые веточки. Прекрасный, а иногда даже единственный корм для верблюдов на протяжении всего года. Верблюды способны объедать кусты саксаула до 3 м в высоту и могут получать с одного куста до 12 кг кормовой массы. Для овец доступны лишь опавшие на землю сухие листья и веточки (до 1 кг с одного куста). Питательность саксаула высокая: в 100 кг сухого корма содержится 52,3 кормовой единицы при 3,7 км переваримого белка.

Флора исследованной территории насчитывает около 40 видов высших сосудистых растений. Наибольшим числом видов представлено семейство сложноцветных (Asteraceae). Встречаются представители таких семейств, как Бобовые (Fabaceae), Маревых (Chenopodiaceae).

1.3.3. Общая характеристика животного мира района

Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны.

В пустынной зоне фоновыми видами являются большая, гребенщикова и полуденная песчанки, желтый суслик, малый тушканчик, емуранчик, тарбаганчик, заяц толай, ушастый еж и др.

В лесостепной зоне Актюбинской области встречаются такие животные, как заяц, полевая мышь, волк, лиса, барсук.



Желтый суслик (Spermophilus fulvus)

Согласно литературным данным и результатам проведенных экологических исследований фауна рассматриваемого района представлена:

- Беспозвоночные (членистоногие) животные - не менее чем 2443 видами из 1064 родов 135 семейств и 14 отрядов насекомых, и 70 видов из 44 родов 19 семейств 5 отрядов паукообразных;

- Позвоночные животные: земноводные - 1 вид, пресмыкающиеся - не менее чем 12 видов; птицы – не менее 278 видов, среди которых достаточно многочисленна по видовому составу группа редких и исчезающих птиц, занесенных в Красную Книгу РК и МСОП; млекопитающие - не менее чем 34.

Основу фауны пресмыкающихся составляют пустынный комплекс - пискливый (*Alsophylax pipiens*) и серый (*Tenuidactylus russowi*) гекконы, такырная (*Phrynoscephalus helioscopus*), ушастая (*Ph. mystaceus*) круглоголовки и круглоголовка-вертихвостка (*Ph. guttatus*), степная агама (*Agama sanguinolenta*), разноцветная (*Eremias arguta*) и быстрая (*Eremias velox*) ящурка, песчаный удавчик (*Eryx miliaris*) и стрела-змея (*Psammophis lineolatus*).



Пискливый (Alsophylax pipiens) геккон

Водяной уж (*Natrix tessellata*), четырехполосый (*Elaphe quatuorlineata*) и узорчатый (*Elaphe dione*) полозы, щитомордник (*Agkistrodon halys*) и степная гадюка (*Vipera ursinii*) имеют широкое интразональное распространение.



Узорчатый (Elaphe dione) полоз

В количественном отношении наиболее массовыми в естественных солончаковых, такырных, супесчаных и песчаных биотопах района являются степная агама (А.

sanguinolenta), разноцветная ящурка (*E. arguta*) и такырная круглоголовка (*Ph. helioscopus*). Особое место в их распространении занимают преобразованные ландшафты (карьеры, техногенные насыпи и насыпи дорог, участки с удаленным почвенно-растительным слоем).

Среди птиц, к фоновым, широко распространенным видам относится желтая трясогузка (*Motacilla flava*), населяющая более увлажненные участки, а также полевой (Alauda arvensis), степной (*Melanocorypha calandra*) и серый (*Calandrella rufescens*) жаворонки, устраивающие гнезда среди полынно-злаковой растительности.



Желтая трясогузка (Motacilla flava)

В зарослях кустарников обитает единственный оседлый вид - серая куропатка (*Perdix perdix*), в гнездовой период здесь поселяются северная бормотушка (*Hippolais caligata*), реже славка-завирушка (*Sylvia curruca*).

На техногенно нарушенных участках, особенно в грунтовых стенах котлованов и траншей, вероятно гнездование зеленой (*Merops superciliosus*) и золотистой (*M. apiaster*) щурок и береговой ласточки (*Riparia riparia*). Локально - на морском побережье встречаются гусеобразные (*Anseriformes*) и ржанкообразные (*Charadriiformes*).

Их видовой состав и численность особенно увеличиваются в период весенних и осенних миграций, поскольку вдоль северо-восточного побережья Каспийского моря

1.4. Геолого-физическая характеристика месторождения

1.4.1. Характеристика геологического строения

Месторождение Шоба в географическом отношении расположено в западной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан. Байганинский район расположен в юго-западной части Актюбинской области.

Административный центр – поселок Караулкельды с одноименной станцией расположен на железнодорожной магистрали Кандыагаш-Атырау в 240 км от областного центра города Актобе.

Недропользователем месторождения Шоба с 2020г является ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan», имеющее контракт №4322-УВС-МЭ от 01.09.2016г на добычу УВС.

Ранее Контракт на добычу УВС на месторождении Шоба был подписан между Министерством энергетики РК и ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» 1 сентября 2016г сроком действия до 01 сентября 2028г (Гос. рег. №4322-УВС-МЭ). Согласно Дополнению №2 к Контракту (Гос. рег. №4809-УВС-МЭ от 22.04.2020г) Компетентным органом выдано разрешение на переход 100% права недропользования по Контракту №4322-УВС-МЭ от 01.09.2016г на добычу УВС на месторождении Шоба Актюбинской области РК от ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» к ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan».

Комитетом геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов на имя ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» выдан Горный отвод от 17.01.2020г рег. №376 Д-УВ. Площадь Горного отвода составляет 1,94 км². Глубина разработки – до подошвы триасовых отложений.

В 2008г компанией ТОО «Геоплазма» составлен «Проект на проведение геологоразведочных работ на контрактной территории Жаркамыс Западный-1 на период разведки» (Протокол ТУ «Запказнедра» от 12.01.2008г №25/2008). В 2009г компанией «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» выполнены сейсморазведочные работы 2Д общим объемом 670,620 пог.км.

В 2010-2011гг компанией ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1252 кв.км. Сейсмические данные были обработаны в центре обработки данных ТОО «PGS Казахстан» в г. Алматы в период с октября 2010г по май 2011г. По результатам интерпретации проведенных исследований построены структурные карты по III, V, T2, VI отражающим горизонтам. Компанией ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Промежуточный геологический отчет о результатах проведенных 2Д и 3Д сейсмических работ на структуре Шоба, контрактной территории Жаркамыс Западный I (Протокол МД «Запказнедра» от 04.11.2011г №82/2011).

В 2011г на месторождении Шоба пробурены 3 поисково-разведочные скважины, на основании «Проекта на проведение геологоразведочных работ на контрактной территории Жаркамыс Западный-1 на период разведки».

Месторождение Шоба открыто в 2011г при опробовании скважины Ш-1 из триасовых отложений, когда с интервала 747,5-754 м был получен приток нефти дебитом 35,2 м³/сут. В этом году на основе бурения 3-х скважин, были впервые оперативно оценены запасы нефти, растворенного в нефти и свободного газа по состоянию на 15.10.2011г (Протокол ГКЗ от 30.11.2011г №1134-11-П).

В 2012г ТОО «АктюбНИГРИ» составлен «Проект оценочных работ на площади Шоба контрактной территории Жаркамыс Западный I». Проект рассмотрен и утвержден Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов КГиН МИиНТ РК (протокол №367 от 19.03.2012г). А также составлен «Проект поисковых работ на структурах Кияктысай Северный Северо-восточный, Терсаккан Юго-западный и Шоба контрактной территории Жаркамыс Западный I» (Протокол КГиН МИиНТ РК от 25.07.2012г №423).

В 2012г согласно «Проекту оценочных работ на площади Шоба-1 на контрактной территории Жаркамыс Западный I» на месторождении Шоба пробурены 3 оценочные скважины Ш-7, Ш-8 и Ш-9 (Протокол КГиН МИиНТ РК от 19.03.2012г №367).

В 2012г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» на базе оперативных запасов УВ был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Шоба» (ППЭ-2012г), принятый ЦКРР РК и утвержденный КГиН МИиНТ РК на 2 года (Протокол ЦКРР от 25.05.12г №23, Протокол КГиН от 21.06.12г №397). Также в этом году были завершены обработка и интерпретация сейсмического материала сейсморазведочных работ 3Д, проведенных в 2010-2011гг. По результатам дополнительно пробуренных скважин переинтерпретирована структурная карта по T2 горизонту. Компанией «Береке Энерджи» составлен «Отчёт о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д, выполненных в пределах контрактной территории Жаркамыс Западный-I в 2009-2011гг» (Протокол ЗКО от 18.04.2013г №29/2013). Данные сейсмических исследований 3Д позволили уточнить геологическое строение месторождения.

В 2013г на основе полученных дополнительных данных бурения новых скважин, интерпретации ГИС и результатов сейсморазведочных работ 3Д ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен отчет «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти и свободного газа месторождения Шоба Актюбинской области РК» по состоянию на 01.01.2013г (ПЗ-2013г) и утвержден ГКЗ (Протокол ГКЗ РК от 21.08.13г №1316-13-У).

В 2014г на основе утвержденного ПЗ-2013г для апробации технологии и получения информации по добычным возможностям горизонтальных скважин (ГС) был составлен проект «Дополнение к проекту пробной эксплуатации...» (ДППЭ-2014г). Срок пробной эксплуатации был продлен до июля 2015г (Протокол ЦКРР от 30.05.14г №48/30).

В 2015г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен проект «Технологическая схема разработки месторождения Шоба» (Протокол ЦКРР от 15.05.15г №59/7, Письмо КГиН МИиР РК от 02.06.2015г №27-5-1210-и).

В 2017г с целью уточнения технологических показателей разработки месторождения ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Шоба» на 01.04.2017г (Протокол ЦКРР от 28.07.17г №87/26, Письмо КГиН МИиР РК от 29.08.17г).

В 2021г ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен и рассмотрен ЦКРР РК отчет «Анализ разработки месторождения Шоба» на 01.11.2020г (Протокол ЦКРР от 31.03.2021г №12/5), который не был принят комиссией. При рассмотрении данного проектного документа экспертами ЦКРР РК были даны рекомендации по составлению «Проекта разработки месторождения Шоба».

В 2022г ТОО «КазНИГРИ» составлен «Проект разработки месторождения Шоба» и принят ЦКРР с условием утверждения технологических показателей на 2022-2024гг (протокол ЦКРР РК от 11.10.2022г №31/2).

В 2023г на основе уточненной в результате бурения новых 6 горизонтальных и 2 вертикальных скважин (после ПЗ-2013г) и полученных дополнительных исследований на имеющемся керне по определению стандартных и специальных исследований, а также геолого-геофизической информации выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Шоба по состоянию на 01.12.2023г» (далее ПЗ-2023г), утвержденный ГКЗ Протоколом №2672-24-У от 24.05.2024г.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В пределах контрактной территории с разной степенью детальности изучены надсолевая и соленосная части осадочного чехла Прикаспийской впадины. Максимальная вскрытая глубина 2050м в скважине 201.

На месторождении Шоба поисково-разведочными скважинами вскрыт солевой комплекс, включающий галогенные отложения кунгурского яруса нижней перми и надсолевые, преимущественно терригенные отложения триаса, юры, мела и четвертично-неогеновые. Подсолевая часть отложений бурением не вскрыта.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах скважин за основу приняты стратиграфические разбивки разведочных скважин, разрезы которых достаточно полно освещены палеонтологическими анализами.

Литологическая, геофизическая характеристики стратиграфических единиц и палеонтологическое обоснование возраста пород, вскрытого разреза представлены на сводном геолого-геофизическом разрезе (Папка 1. граф. прилож. №1). Толщины стратиграфических комплексов по скважинам приведены в таблице отбивок стратиграфических границ (табл. 2.1.1).

Пермская система - Р

Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении Шоба, являются породы нижней и верхней перми.

Нижний отдел - Р₁

Отложения нижней перми представлены кунгурским ярусом.

Кунгурский ярус (Р_{1к}) представлен двумя толщами: соленосной и отложением кепрока.

Соленосная толща сложена каменной солью белой, по химическому составу и кристаллическому строению, относящаяся к галиту и ангидритогипсам, от белого до светло-серого, кристаллической, плотной и однородной.

Толща кепрока литологически представлена прослоями каменной соли, ангидрита, мергеля, глины, песчаника.

Ангидрит серый, светло серый, местами слоистый, крепкий, трещиноватый, местами пропитан окисленной нефтью.

Песчаник серый, темно-серый, зеленовато-серый, мелкозернистый, алевритисто-глинистый, крепкий, на известковистом цементе, с включениями обломков обуглившейся древесины и кремнистых пород.

Глина темно-серая, местами серая, плотная алевритисто-песчанистая, известковистая, с включениями гравия и гальки кварца, мергеля.

Мергель серый, плотный, неслоистый, слабоалевритистый.

Толщина кунгурских отложений изменяется от 36 м (скв. Ш-9) до 51,6 м (скв. Ш-1).

Таблица 1.4.1 - Отбивки стратиграфических границ (подошва)

Отдел	Ярус	Индекс	№№ скважин	III-1	III-2	III-3	III-6	III-7а	III-8	III-9	III-10	III-11	III-12	III-13	III-14	III-15	III-16	III-21	III-201
			Альтитуда (ротора), м	117,6	110,3	102,9	125,4	113,1	106,8	113,6	125,69	111,78	106,7	113	125,9	117,5	109,8	115,2	114,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нижний	Альбский	P+Q	Отметка по каротажу, м	22	22	20	29	28	26	нет данных	-	-	-	-	-	-	25	42	50
			Абсолютная отметка, м	95,6	88,3	82,9	96,4	85,1	80,8		-	-	-	-	-	-	84,8	73,2	64,3
			Толщина, м	22	22	20	29	28	26		-	-	-	-	-	-	25	42	50
		K ₁ alb	Отметка по каротажу, м	55	62	93	58	55	52		-	-	-	-	-	-	65	58	116
			Абсолютная отметка, м	62,6	48,3	9,9	67,4	58,1	54,8		-	-	-	-	-	-	44,8	69,2	-1,7
			Толщина, м	33	40	73	29	27	26		-	-	-	-	-	-	40	16	66
	Аптский	K ₁ apt	Отметка по каротажу, м	84	96	136	94	88	101		-	-	-	-	-	-	95	90	146
			Абсолютная отметка, м	33,6	14,3	-33,1	31,4	25,1	5,8		-	-	-	-	-	-	14,8	25,2	-31,7
			Толщина, м	29	34	43	36	33	49		-	-	-	-	-	-	30	44	30
	Барремский	K ₁ br	Отметка по каротажу, м	124	184	210	138	126	143	118	-	-	-	-	-	-	178	179	190
			Абсолютная отметка, м	-6,4	-61,7	-107,1	-12,6	-12,9	-36,2	-4,4	-	-	-	-	-	-	-68,2	-63,8	-75,7
			Толщина, м	40	88	74	44	38	42	118	-	-	-	-	-	-	83	89	44
	Готеривский	K ₁ g	Отметка по каротажу, м	189	216	259	198	198	193	158	-	-	-	-	-	-	224	264	252
			Абсолютная отметка, м	-71,4	-105,7	-156,1	-72,6	-84,9	-86,2	-44,4	-	-	-	-	-	-	-114,2	-64,8	-137,7
			Толщина, м	65	32	49	60	72	50	40	-	-	-	-	-	-	46	85	62
	Валанжинский	K ₁ v	Отметка по каротажу, м	257	300	326,9	258	251	258	226	-	-	-	-	-	-	295	352	354
			Абсолютная отметка, м	-139,4	-180	-224	-132,6	-137,9	-151,2	-112,4	-	-	-	-	-	-	-185,2	-136,8	-239,7
			Толщина, м	68	84	67,9	60	53	65	68	-	-	-	-	-	-	71	88	102
Средний		J ₂	Отметка по каротажу, м	559	585	552	566	569	560	523	574 (574)	605(604)	-	-	-	-	603	603	656
			Абсолютная отметка, м	-441,4	-477,7	-449,1	-440,6	-455,9	-453,2	-409,4	-448,3	-492,2	-	-	-	-	-493,2	-437,8	-541,7
			Толщина, м	302	285	225,1	308	318	302	297	-	-	-	-	-	-	308	251	302
Нижний		J ₁	Отметка по каротажу, м	625	636	625	632	627	639	604	646(637)	644(634)	-	-	-	-	639	631	712
			Абсолютная отметка, м	-507,4	-525,7	-522,1	-506,6	-513,9	-532,2	-490,4	-511,3	-522,2	-	-	-	-	-529,2	-505,8	-597,7
			Толщина, м	66	51	73	66	58	79	81	63	30	-	-	-	-	36	28	56
Средний		T ₂	Отметка по каротажу, м	847,4	861	894,8	856	849	836	807	-	-	-	-	-	-	-	846	956
			Абсолютная отметка, м	-729,8	-750,7	-791,9	-730,6	-735,9	-729,2	-693,4	-	-	-	-	-	-	-	-730,8	-841,7
			Толщина, м	222,4	225	223,8	224	222	197	203	-	-	-	-	-	-	-	215	244
Верхний		P ₂	Отметка по каротажу, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1932
			Абсолютная отметка, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1817,7
			Толщина, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	976
Нижний	Кунгурский	P ₁ k	Отметка по каротажу, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Абсолютная отметка, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Вскрытая толщина, м	51,6	39	48,2	40	41	47	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
забой		P+Q		899	900	943	896	890	883	843	1206	1327	1390	1450	1373	1450	815	869	2050
			Отметка по каротажу, м	22	22	20	29	28	26	нет данных	-	-	-	-	-	-	25	42	50
			Абсолютная отметка, м	95,6	88,3	82,9	96,4	85,1	80,8		-	-	-	-	-	-	84,8	73,2	64,3
			Толщина, м	22	22	20	29	28	26		-	-	-	-	-	-	25	42	50

Верхний отдел – Р₂

Отложения верхней перми вскрыты только в скважине Ш-201, в остальных скважинах отложения перми размыты.

Литологически породы верхней перми представлены глинами (аргиллитами) и песчаниками.

Глина (аргиллит) кирпично-красный, алевроитистый, слабо известковистый.

Песчаник светло-коричневый, редко зеленовато-серый, полимиктовый, мелко-среднезернистый.

В скважине Ш-201 выделен спорово-пыльцевой комплекс.

Среди единичных спор определены *Cyclogranisporites osmundae* Samoil., *Leiotriletes* sp., *L. nigrans* Naum., *Cirratriradites* sp., *Punctatisporites* sp., *Raistrickia* sp., *Retusotriletes arealis* K-M., *Calamospora microrugosa* (Ibr.) Sch., *Reticulatisporites* sp., *Lycospora* sp.

Среди пыльцы распространены *Striatohaploxypinus* sp., *Protohaploxypinus* sp., *Piceites* sp., *Cordaitina* sp., *C. uralensis* (Lub.) Samoil., *Florinites luberae* Samoil., *Lebachia* sp., *Ulmannia* sp., *Vittatina* sp., *V. striata* Lub., *V. cincinnata* Lub., *Azonoletes* sp., *Entylissa* sp., *Caytonia* sp.

Вскрытая толщина отложений верхней перми достигает до 976 м в скв. Ш-201.

Триасовая система -Т

Триасовые отложения на исследуемой территории с размывом залегают на отложениях кунгурского яруса и верхней перми.

В разрезе скважин месторождения по каротажным диаграммам, литологическому составу пород выделены отложения среднего триаса.

Средний отдел - Т₂

Литологически отложения среднего триаса сложены песчаниками, глинами, алевролитами, известняками.

Песчаники мелкозернистые, зеленовато-светло-серые, кварцевые, слабосцементированные, пористые, полуокатанные, полуугловатые.

Глины серовато-зеленные, светло-серые, красновато-коричневые, алевроитистые, неслоистые, слюдистые, карбонатные с единичными включениями обломков известняка, пластичная.

Алевролиты светло-серые, разномзернистые, песчаные, неслоистые, кварцевые, слабо сцементированные, цемент - глинистый, карбонатный.

Известняк тонко-мелкозернистый, алевро-песчаный. Известняк серовато-белый, тонко-мелкозернистый, алевро-песчаный, массивный, средней крепости, с редкими мелкими включениями пирита.

В скважинах Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-201 выделен спорово-пыльцевой комплекс, датируемый средним триасом.

В споровой части комплекса значительное место занимают представители родов *Leiotriletes* sp., *Dictyophyllidites* sp., *Cyathidites* sp., *Punctatisporites* sp., *Cyclogranisporites* sp., и др.

Среди пыльцы *Chordasporites* sp., *Piceites* sp., *Taeniaesporites* sp., *Klausipollenites* sp., *Vittatina* sp., *Entylissa caperata* и другие.

В среднетриасовых отложениях выделен газонефтяной горизонт Т₂-II и водоносные горизонты Т₂-I, Т₂-III, Т₂-IV. Отражающий горизонт Т₂ приурочен к кровле соответствующего продуктивного горизонта Т₂-II.

Толщина среднетриасовых отложений изменяется от 197 м (скв. Ш-8) до 244 м (скв. Ш-201).

Юрская система – J

На изучаемой площади бурением выявлены два отдела юрской системы (нижний, средний).

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения залегают с размывом на толще зеленовато-серых глин и песчаников среднего триаса.

Характерными признаками нижнеюрской толщи являются: ее преимущественно глинистая толща с прослоями алевролитов, песчаников.

Глины зеленовато-светло-серые, алевролитистые, неслоистые, слюдистые, с точечными включениями обуглившихся растительных остатков, пластичные, уплотненные.

Песчаник зеленовато-светло-серые, средне-мелкозернистые, алевролитистые, полимиктовые, с редкими включениями кристаллов пирита, слабосцементированные. Формы обломочных частиц полуугловатые, полуокатанные.

В скважинах Ш-1, Ш-2, Ш-3, выделен спорово-пыльцевой комплекс, датируемый нижней юрой.

Среди спор встречаются представители родов *Leiotriletes* sp., *Osmundacidites* sp., *Cyclogranisporites* sp., отмечено присутствие таких спор как *Duplexisporites* sp., *Auritulinasporites* sp., *Matonisporites* и др.

В пыльцевой части комплексов отмечено присутствие безмешковой *Perinopollenites* sp., и двухмешковой пыльцы *Qudraeculina limbata* Mal., *Q. anellaeformis* Mal., также встречаются пыльцы хвойных древних, таких как *Protopinus* sp., *Protoconiferus* sp., *Podocarpites major* Bolch и другие.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 28 м (скв. Ш-21) до 81 м (скв. Ш-9).

В подошве нижней юры прослеживается V отражающий горизонт.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские породы со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях нижней юры и литологически представлены песчаниками, глинами и алевролитами.

Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, полимиктовые, мелкозернистые, на глинисто-цементе порово-контактного типа, местами уплотненные, средне крепкие, чаще слабо крепкие и сильно разрушенные до отдельных зерен.

Глины серые, алевролитистые, неслоистые, уплотненные, пластичные, некарбонатные.

Алевролиты зеленовато-серые, крупнозернистые, песчанистые, с беспорядочной текстурой, слюдисто-кремнисто-кварцевые, с редкими включениями растительных остатков, слабосцементированные, пористые, полуокатанные.

В скважинах Ш-1, Ш-201, выделен спорово-пыльцевой комплекс, датируемый средней юрой.

Споры представлены значительным количеством *Cyathidites* sp., *C. minor* Coup., *C. australis* Coup., *C. punctatus* Coup. Отмечены присутствие *Osmunda* sp., *Microreticulatisporites pseudoalveolatus* (Coup.) Vin и др.

Среди пыльцы встречено большое количество безмешковых *Perinopollenites elatoides* Coup., *Cupressacites* sp., а также *Qudraeculina limbata* Mal., *Classopollis classoides* Pfl. Emend Ros. Et Jans.

Толщина отложений отдела варьирует в пределах от 251 м (скв. Ш-21) до 318 м (скв. Ш-7а).

Меловая система – K

На размытой поверхности юрских отложений без видимого углового несогласия залегают меловые осадочные комплексы.

К подошве меловых отложений приурочен III отражающий горизонт.

Нижний отдел – K₁

Отложения нижнемелового отдела представлены в объеме валанжинского, готеривского, барремского, аптского, альбского ярусов.

Валанжинский ярус-K_{1v} представлен глинами зеленовато-серыми, алевролитистыми, неслоистыми, уплотненными, пластичными, слабокарбонатными.

Толщина отложений изменяется от 53 м (скв. Ш-7а) до 102 м (скв. Ш-201).

Готеривский ярус-K_{1g} представлен глинистыми образованиями с прослоями песчано-алевритистых пород.

Глины серые, зеленовато-серые, алевролитистые, тонкослоистые.

Песчаники серые, зеленовато-серые, крупнозернистые.

Алевролиты зеленовато-серые, крупнозернистые, песчанистые, неслоистые.

В скважинах Ш-1, Ш-201, выделен спорово-пыльцевой комплекс, с большим содержанием пыльцы.

Среди спор встречаются *Selaginella* sp., *Lygodium* sp., *Trilobosporites* sp., *Callialasporites* sp., *Cicatisporites* sp. и др.

В пыльцевой части доминирует безмешковая пыльца рода *Classopollis* (*Classopolis* sp., *C. classoides* Pfl. Emend Ros. Et Jans., *C. minor* Ros. et Jans.). Значительно содержание различных *Piceapollenites* sp., *pinus* sp., *P. pernobilis* Bolch., *P. Dividuus* Bolch и др.

Толщина отложений изменяется от 32 м (скв. Ш-2) до 85 м (скв. Ш-21).

Барремский ярус-K1br представлен пестроцветной толщей глин. Глины в основном вишнево-красные, зеленовато-серые, плотные, слабо алевритистые, крепкие на карбонатном цементе

В образце керна со скважины Ш-1 слабая насыщенность спорами и пыльцой. В основном встречаются гладкие трехлучевые споры *Leiotriletes* sp., *Cyathidites* sp. Единично отмечены мiosпоры: *Lycosporidium* sp., *Osmunda* sp., *Classopollis* sp., *Perinopollenites* sp., *Qudraeculina limbata* Mal.

Толщина отложений барремского яруса изменяется от 38 м (скв. Ш-7а) до 118 м (скв. Ш-9).

Аптский ярус -K1a. Основную часть разреза составляют глины темно-серые, почти черные, плотные, песчанистые и слабopесчанистые, слюдистые, известковистые.

Толщина пород аптского яруса изменяется от 29 м (скв. Ш-1) до 49 м (скв. Ш-8).

Альбский ярус (K1al) сложен преимущественно глинами, песками, песчаниками. Глины серые и темно-серые, буровато-серые, слюдистые, песчанистые, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Пески серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, кварцево-слюдистые, рыхлые.

Песчаники и алевролиты серые, темно-серые, буроватые, мелкозернистые, известковистые, участками ожелезненные, плотные, с включениями мелких обуглившихся растительных остатков.

Толщина пород альбского яруса изменяется от 16 м (скв. Ш-21) до 66 м (скв. Ш-201).

Палеогеновая система – Р

Палеогеновые отложения литологически представлены глинами, песками.

Глины зеленые, светло-зеленые, плотные, известковистые, алевритистые.

Пески, гравий ржаво-бурые, кварцевые, хорошо окатанные.

Неогеновая система – N

Отложения неогена представлены глинами с прослоями алевритов.

Глины зеленые, зеленовато-серые, плотные, алевритистые, известковистые.

Алевриты светло-серые, грязно-белые, преимущественно кварцевого состава.

Четвертичная система - Q

Отложения четвертичной системы распространены практически повсеместно и представлены песками, супесями, суглинками исключительно в континентальных фациях. Толщины их варьируют от нуля до нескольких десятков метров.

1.4.2. Тектоника

Месторождение Шоба расположена на контрактной территории Жаркамыс Западный I, площадь которой составляет 2610 кв.км и входит в пределы листа М-40-XXXII и L-40-II. Территория расположена в пределах Байганинского района Актюбинской области

Контрактная территория Жаркамыс Западный-1 в тектоническом отношении относится к южной половине восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины, которая в свою очередь является юго-восточной наиболее опущенной частью Русской платформы.

В пределах контрактной территории Жаркамыс Западный I расположены солянокупольные структуры различной степени изученности: Корумбет (восточная

половина), Эбейты, Терсаккан, Мырзаадыр (западная половина), Уайт, Шоба (Шоба-1), Донгелексор-Косколь, Жаман Кобланды, Кияктысай Северный, Кияктысай Южный, Акшоки, Шили-Санкубай, Сарлык (Коханай), Таскудук Юго-Восточный, Таскудук Западный, Шолтобе (рис. 1.4.2).

Особенности строения соленосного и надсолевого комплексов на контрактном участке обусловлены влиянием солянокупольной тектоники. Многократные тектонические процессы привели к образованию соляных гряд, сложно построенных соляных куполов и соединяющих их соляных перешейков, межкупольных депрессий и аномально-активных мульд. Эти структурные элементы, в свою очередь осложнены соляными «карнизами» и «козырьками». Те участки, где соль полностью выжата, получили название «бессолевые окна».

В результате проведенных разведочных работ, включающих обработку сейсмических материалов 3Д и результаты бурения, детализирована структурно-тектоническая модель месторождения Шоба.

Структурная карта по отражающему горизонту T_2 , увязанная с данными бурения, использована при построении карт по кровле, подошве коллекторов продуктивных горизонтов, подсчетных планов в надсолевом комплексе – в отложениях среднего триаса.

В геологическом строении месторождения Шоба принимают участие два структурных этажа: соленосный (кунгурский) и надсолевой, включающий интервал разреза от триасовых до четвертичных отложений.

На месторождении Шоба подсолевые отложения бурением не вскрыты.

Солянокупольная структура Шоба расположена в центральной части контрактной территории.

Строение соленосного комплекса. Соляной купол Шоба, расположенный в пределах исследуемого участка контрактной территории на карте по поверхности соленосных отложений, в целом, имеет северо-западное простирание. Платообразный свод соли с минимальными отметками -300м становится более обширным в восточном направлении. Соляное тело характеризуется тремя склонами-северо-восточным, юго-западным и северо-западным.

Наиболее обширный юго-западный склон соли моноклинально погружается вначале полого от отметок 400-500м до отметок 800-900м, затем крутым уступом в глубокую, бессолеую мульду с максимальными отметками -5500м и более. Кровля соли вскрыта скважинами Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-9 на глубинах от -799,6 до -860,1м. В юго-западном направлении переходит в соляной перешеек Шоба – Уйтас, на юге перешейком соединяется с куполом Жаман Кобланды.

Северо-восточный склон соли погружается полого до отметок -1000м в восточной части и до отметок -1400м в западной части склона. Затем крутым уступом погружается на север в глубокую мульду до максимальных отметок в пределах изучаемого участка порядка 5300м).

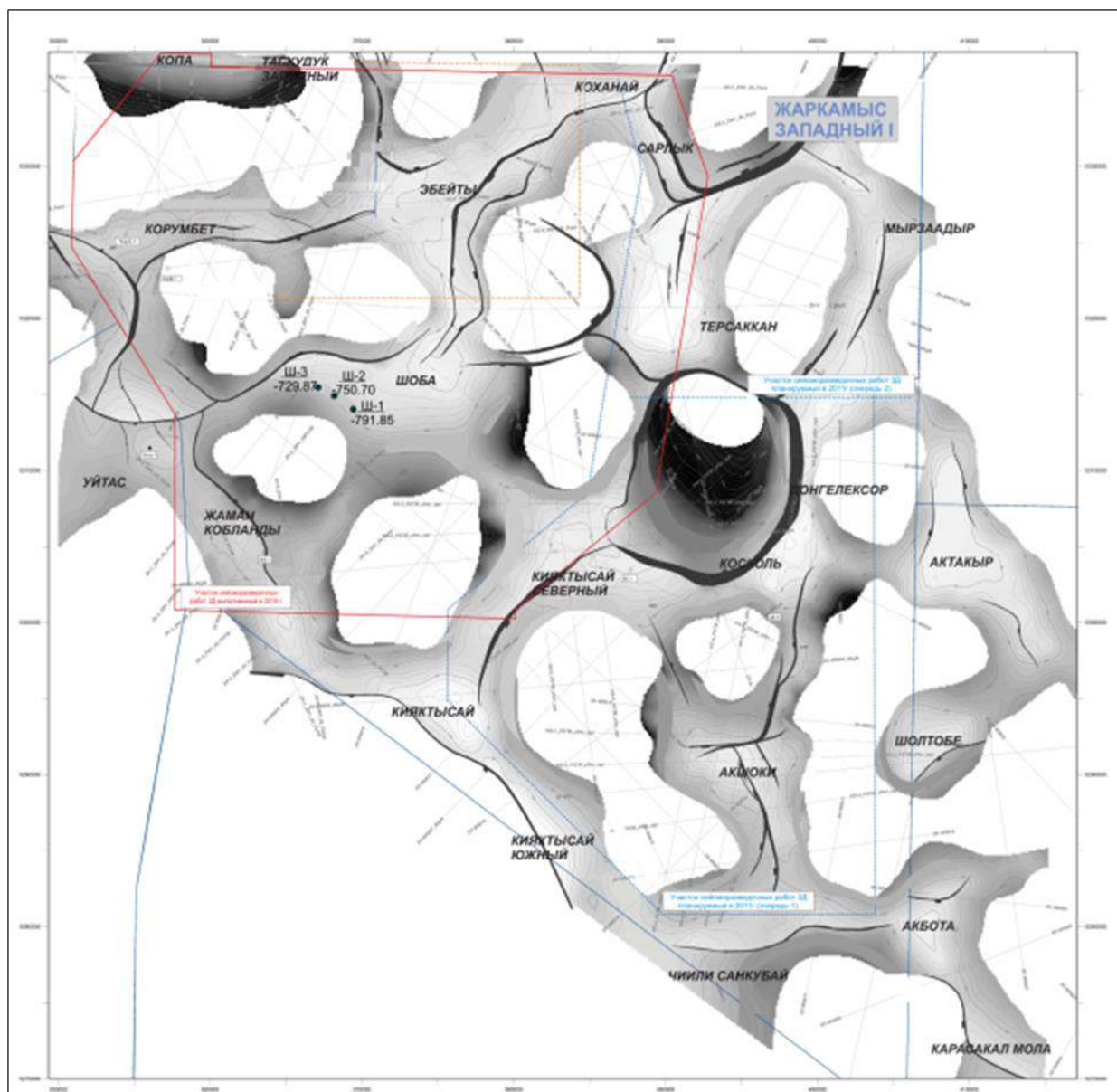


Рис. 1.4.2 - Структурная карта по кровле соли контрактной территории Жаркамыс Западный

Северо-западный склон соли полого погружается до отметок -1600м, затем достаточно круто в межкупольную зону, возможно, в бессолевую до отметок -5000м.

Северо-восточный и северо-западный склоны перешейком соединяются с соляным куполом Эбейты.

Следует отметить, что наличие бессолевых мульд является благоприятным фактором для миграции УВ вверх по разрезу и формирования залежей нефти и газа в структурно-фациальных зонах в надсолевых отложениях.

Геологическое строение купола по кровле соленосного комплекса отложений характеризует структурная карта по VI отражающему горизонту (граф. прил. 4).

На структурной карте по горизонту T_2 поднятие Шоба представляет собой брахиантиклинальную структуру, экранированную с северо-востока, солью и с северо-запада стратиграфическим несогласием. Сводовая часть поднятия имеет достаточно спокойное залегание с минимальными отметками -620м. Гипсометрически все три свода находятся на одинаковом уровне. В пределах свода пробурено 5 скважин Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, и 3 скважины пробурены на периферии в северной (скв. Ш-8, Ш-9) и южной (скв. Ш-201) частях структуры. По имеющимся данным объект моноκлиально

погружается на юго-запад до отметок -1050 м. Структурные условия оконтуриваются по изогипсе -740м, размеры по этой изогипсе 4.9х0.7км, амплитуда порядка 120м (граф. прил. 3).

На структурной карте по V отражающему горизонту соляно - купольное поднятие Шоба осложнено грабенами северо-западного и северо-восточного простирания, разделяющими его на три крыла, соответствующим трем склонам соли: северо-восточный, юго-западный и западный (граф. прил. 2).

Обширное юго-западное крыло по имеющимся данным с северо-востока и с северо-запада ограничено грабенами. Амплитуды сбросов грабенов составляют порядка 300м на северо-западе и до 700м на севере. Крыло моноклинально погружается на юго-запад в глубокую межкупольную зону от минимальных отметок -200м до отметок -1300м. Не исключено, что в сводовой части оно ограничено выходом отложений на дневную поверхность, в связи с этим структурные условия здесь по юрским отложениям не формируются и крыло не представляет интерес в нефтегазоносном отношении. Юго-восточная часть крыла осложнена тектоническими нарушениями различной ориентации амплитуды и протяженности.

Западное крыло по юрским отложениям образует структуру примыкания, ограниченную сбросами грабенов с северо-востока и с юго-востока. Максимальная амплитуда нарушения в сводовой части поднятия достигает 300м. Погружается на запад от минимальных отметок в своде -700м до отметок -1300м в глубокую мульду. Структура оконтуривается по изогипсе -1000м, размеры 2,90км х 1,75км, амплитуда порядка 300м. Крыло на юго-востоке осложнено протяженными малоамплитудными субпараллельными к основному грабену тектоническими нарушениями северо-восточного простирания. В сводовой части нарушение осложняет геологическое строение крыла, но не соединяется со сбросом грабена. Выделяемая в пределах западного крыла структура примыкания, осложненная тектоническим нарушением, представляет нефтепоисковый интерес.

Северо-восточное крыло по юрским отложениям ограничено дугообразным грабеном, прослеженным с северо-запада на восток. В пределах отчетной карты оно достаточно моноклинально погружается на северо-запад от отметок -250м до отметок -1200м. На северо-западе осложнено малоамплитудными тектоническими нарушениями. В пределах крыла структурные условия не формируются, и оно не представляет нефтепоисковый интерес.

На структурной карте по III отражающему горизонту соляно - купольное поднятие Шоба осложнено грабенами, как и по V отражающему горизонту, северо-западного и северо-восточного простирания, разделяющими его на три крыла, соответствующие трем склонам соли: северо-восточный, юго-западный и западный (граф. прил. 1).

Юго-западное крыло представляет собой моноклинал, погружающуюся на юго-запад в глубокую межкупольную зону от отметок +25м до отметок -850м. В сводовой части крыло ограничено выходом отложений на дневную поверхность и структурные условия в пределах этого крыла по меловым отложениям не формируются. Юго-восточная часть крыла осложнена тектоническими нарушениями различной ориентации, амплитуды (от 70м до 100м) и протяженности. Крыло не представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

Западное крыло образует структуру примыкания, ограниченную сбросами грабенов, амплитуды которых по горизонту III колеблются от 250м до 300м. Погружается в западном направлении от минимальных отметок в своде -375м до отметок -825м в глубокую мульду. Крыло на юго-востоке осложнено, как и по отражающему горизонту V, протяженными малоамплитудными субпараллельными к основному грабену тектоническими нарушениями северо-восточного простирания. В сводовой части крыла тектоническое нарушение осложняет геологическое строение структуры, образуя по меловым отложениям два обособленных полусвода-юго-восточный и северо-западный с минимальными отметками -375м и 425м, соответственно. Структура примыкания оконтуривается по общей изогипсе -675м, размеры 3.5кмх2,15км, максимальная амплитуда порядка 300м.

Выделяемые структурные условия в пределах этого крыла по меловым отложениям представляют нефтепоисковый интерес.

Северо-восточное крыло по меловым отложениям ограничено, как и по горизонту V, дугообразным грабеном, прослеженным с северо-запада на восток. В пределах отчетного участка оно моноκлиально погружается на северо-запад от отметок -100м до отметок -700м. Северо-западная часть крыла осложнена малоамплитудным тектоническим нарушением субпараллельным грабену. В пределах крыла структурные условия не формируются, и оно не представляет нефтепоисковый интерес.

Глубинное строение структуры представлено на глубинных разрезах (рис. 1.4.3; 1.4.4; 1.4.5.).

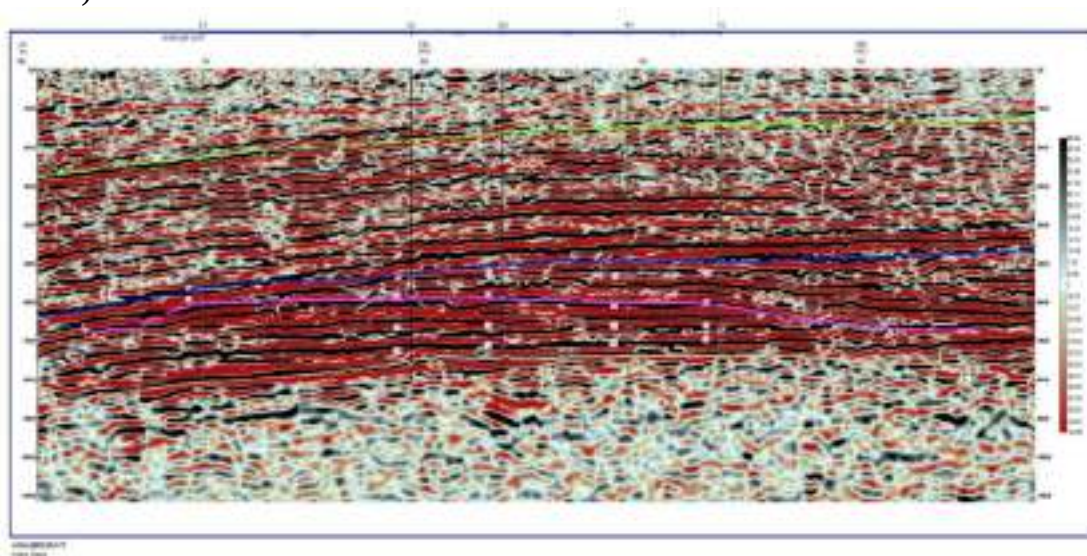


Рис. 1.4.3 - Глубинный разрез через скважины Ш-3, Ш-2, Ш-7а, Ш-1, Ш-6

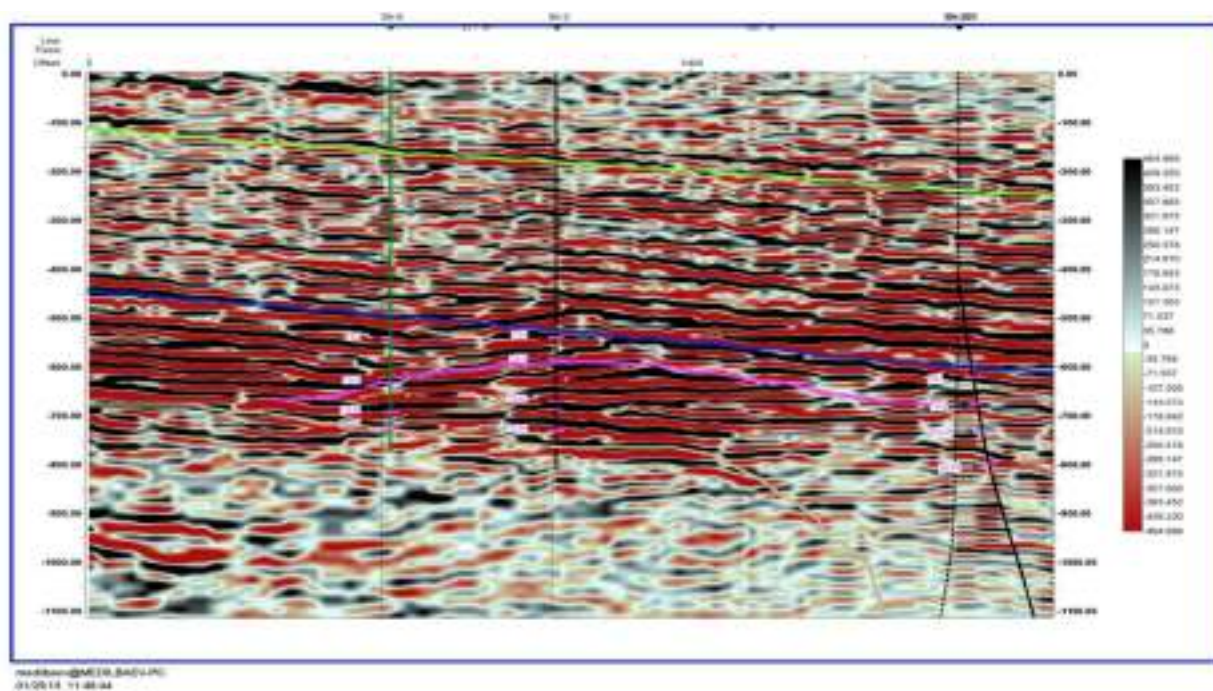


Рис. 1.4.4 - Глубинный разрез через скважины Ш-2, Ш-8, Ш-201

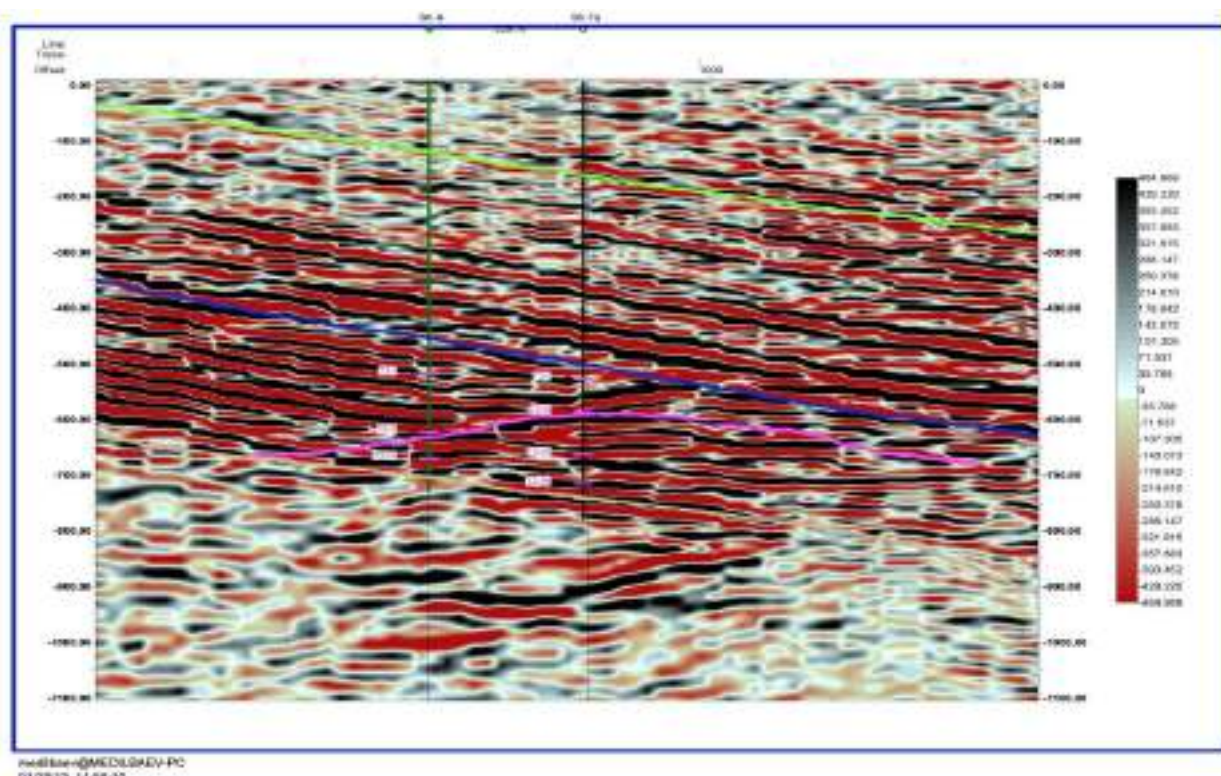


Рис. 1.4.5. - Глубинный разрез через скважины Ш-9, Ш-7а

1.4.3. Нефтегазоносность

Месторождение Шоба, расположенное на контрактной территории Жаркамыс Западный 1, находится на границе Сагизского нефтегазоносного района. В этой зоне потенциально нефтеносными являются надсолевые отложения, а именно коллектора нижнего мела, юры, триаса и частично верхней перми.

Нефтеносность месторождения Шоба установлена получением притока нефти дебитом 35,2 м³/сут в скважине Ш-1 в 2011 г. из среднетриасовых отложений.

Всего в среднетриасовых отложениях выделено 4 горизонта: Т₂-I, Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, из них продуктивным является газонефтяной горизонт Т₂-II, водоносными Т₂-I, Т₂-III, Т₂-IV.

Коллектора триасовых горизонтов терригенные, поровые литологически представлены песчано-алевритовые породы.

По типу резервуара залежь массивная, стратиграфически- экранированная.

Т₂-II горизонт. К горизонту приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой. Залежь водоплавающая.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. По комплексу ГИС коллектора в скважинах Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-16, Ш-21 газонефтеводонасыщены, в скважинах Ш-8, Ш-9 нефтеводонасыщены, скважина 201 водонасыщенная.

Продуктивность горизонта доказано опробованием во всех скважинах, где при испытании получены приток газа дебитом 39,62 тыс.м³/сут (скв. Ш-1) и притоки нефти дебитами от 1,2 (скв. Ш-9) до 114,9 м³/сут (скв. Ш-2).

Максимальная отметка кровли коллектора в своде минус 580 м.

Прямой контакт газ-нефть по данным ГИС установлен в трех скважинах. В скважинах Ш-3 на отметке минус 621,1м, Ш-7а на отметке минус 621,9 м, и в скважине Ш-6 на отметке минус 621,2 м.

ГНК принят на отметке **минус 621,4 м**, как среднее значение, соответствующее разделу газ-нефть в скважинах Ш-3, Ш-6, Ш-7а.

Прямой контакт нефть-вода по данным ГИС установлен в трех скважинах. В

скважине Ш-1 на отметке минус 646,7 м, в скважинах Ш-2 и Ш-7а на отметке минус 646,2 м.

ВНК принят на отметке **минус 646,4 м**, как среднее значение, соответствующее разделу нефть-вода в скважинах Ш-1, Ш-2 и Ш-7а.

Высота газовой залежи 41,4 м, нефтяной залежи 25м.

Средневзвешенные значения коэффициентов составляют: пористости газа - 0,27 д.ед, нефти - 0,25 д.ед, газонасыщенности - 0,81 д.ед, нефтенасыщенности - 0,70 д.ед.

Площадь залежи составляет 1400 тыс.м² (Граф. прил. №9).

Пространственное положение ГНК, ВНК по горизонтам показано на схеме обоснования (Папка 2, граф. прил. №8).

2. ОПИСАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1. Климатические условия региона. Состояние воздушного бассейна

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Для местности типичным являются ежегодные и ежедневные изменения температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

В условиях резко континентального климата одним из основных факторов климатообразования является радиационный режим, формирующий температурный режим территории.

Интенсивность притока прямой солнечной радиации (154-158 ккал/см²) увеличивает тепловую нагрузку в летний период на 15-20 °С.

Наибольшая облачность отмечается в холодное полугодие. Это сказывается на продолжительности солнечного сияния зимой и составляет 5-6 часов в сутки, летом же составляет 11-12 часов.

Чрезмерный перегрев отмечается в течение 60-70 дней, когда температура воздуха превышает 33°С при безветрии или 36° С при скорости ветра более 6 м/с. Особенно засушливые жаркие месяцы (с мая до первой декады сентября) температура воздуха на южных участках исследуемой территории достигает 45 °С.

ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА

Таблица 2.1.1

Годы	Месяцы												Средне-
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Метеостанция Актобе													
2021	-5,5	-4,1	-3,3	+12,8	+18,9	+26,6	+28,0	+27,9	+20,2	+12,8	-0,7	-6,4	+16,1
2022	-4,7	-4,3	-7,4	+16,1	+19,3	+25,3	+30,8	+29,2	+21,6	+13,3	-8	-12	+14,5
2023	-15,7	-10,7	+1,6	+10,2	+17,1	+21,8	+24,4	+22,1	+14,7	+7,8	+2,9	-7,2	+7,4
Метеостанция Кенкияк													
2021	-11,4	-10,5	-6,8	+9,1	+21,5	+25,8	+24,8	+26,0	+13,7	+5,8	-3,4	-6,0	+7,3
2022	-10,0	-6,0	-6,8	+11,7	+14,1	+21,6	+24,2	+24,5	+17,1	+7,3	-1,6	-11,4	+7,05
2023	-12,4	-10,2	+3,5	+10,9	+17,8	+22,7	+25,5	+23,3	+15,2	+7,3	-3,1	-6,5	+7,8

Безморозный период длится 170 дней. В начале октября возможны заморозки, как в воздухе, так и в почве.

Зима холодная продолжительностью 190 дней, отмечаются морозные периоды, когда температура воздуха опускается ниже -25°С при ветре более 6 м/с. Эти условия образуют дискомфортность зимней погоды со значительным охлаждением в течение 4,5-5 месяцев. В особо холодные зимы температура опускается до -35°С.

Минимальное количество осадков в сочетании с высокими температурами обуславливают атмосферные засухи, которые повторяются 3-4 раза в 10 лет. Устойчивый снежный покров держится 3-3,5 месяцев, причем высота снежного покрова различна на всех исследуемых участках.

КОЛИЧЕСТВО ОСАДКОВ

Таблица 2.1.2

Годы	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Метеостанция Актобе												
2021	9,1	52	36	33	18	6,2	30	21	11	19	70	25
2022	21	35	12	11	43	69	24	24	23	15	22	26
2023	46	38	36	29	30	24	44	27	38	60	33	39

Метеостанция Кенкияк												
2021	10	41	20	11	2	11	40	2	15	4,9	50	11
2022	40	14	12	6,2	47	4,4	35	0,4	10	16	17	16
2023	15	25	28	31	39	19	14	6,9	44	49	29	41

Среднегодовая относительная влажность воздуха в районе площади составляет 69%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре 83,0 %, минимальная 24,0%- в июне.

СРЕДНЯЯ ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ВЛАЖНОСТЬ ВОЗДУХА, %

Таблица 2.1.3.

Годы	Месяцы												Средне- годовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Метеостанция Актобе													
2021	75	83	76	66	65	56	65	65	74	68	75	78	70
2022	72	71	74	63	60	69	66	65	65	67	66	77	68
2023	72	76	74	51	50	45	54	49	67	74	79	77	64
Метеостанция Кенкияк													
2021	80	74	76	63	42	38	45	28	44	60	68	75	57
2022	77	80	78	75	59	45	45	33	39	56	76	72	61
2023	70	75	65	49	45	35	42	38	59	72	74	75	58

В зимний период, который длится около пяти месяцев (ноябрь-март), особенности синоптических процессов способствуют формированию погод, создающих условия переохлаждения. Низкие температуры воздуха сочетаются с повышенными скоростями ветра. Преобладающее направление ветра северо-восточное, восточное. Недостаточная увлажненность рассматриваемой территории проявляется не только в малом количестве выпадающих осадков, но и в низкой влажности воздуха. Относительная влажность воздуха в среднем за год колеблется в пределах 57-70%.

Высокая инсоляция при таком незначительном увлажнении способствует формированию засушливых типов погоды, нередко переходящих в явления атмосферной засухи и суховеев.

Холодный период года отличается преобладанием антициклонального характера погоды. Доля зимних осадков в среднем составляет около 37 % годовой суммы, что увеличивает значение снежного покрова как фактора увлажнения почвы. Устойчивый снежный покров наблюдается в течении 140-160 дней, но отличается неравномерным залеганием. Наибольшая его средняя высота в защищенных местах может достигать 30 см. Зимние оттепели иногда полностью сгоняют снег с выровненных участков, что при последующем понижении температуры воздуха может привести к промерзанию почвы более чем на 150 см.

Равнинность территории создает благоприятные условия для интенсивной ветровой деятельности. Зимой, господствующие ветры западного направления вызывают бураны. Летом преобладают ветры северо-восточных направлений, способствующих быстрому испарению влаги и иссушению верхнего горизонта почвы. Среднегодовая скорость ветра по многолетним данным составляет 3,9-4,5 м/с, возрастая зимой и ранней весной до 4,8-5,5 м/с. В позднее весеннее время, особенно в засушливые годы, интенсивно проявляется ветровая эрозия, чаще всего связанная с пыльными бурями. Последние наблюдаются при северо-западных, северных и северо-восточных ветрах силой более 10 м/с. Обычно пыльные бури бывают в дневное время и продолжаются не более 40-45 минут.

СРЕДНЯЯ СКОРОСТЬ ВЕТРА

Таблица 2.1.4.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Средне- годовая
Метеостанция Актобе													
2021	2,2	1,2	3,1	3,3	3,4	3,8	5,2	4,2	4,7	4,2	3,5	2,6	4,1
2022	3,1	2,9	4,2	5,1	5,6	4,7	4,8	4,5	4,2	3,8	3,1	3,7	3,9
2023	1,6	2,3	2,4	2,8	2,0	2,1	1,7	1,6	0,9	2,6	2,3	2,5	2,0
Метеостанция Кенкияк													
2021	2,1	3,1	3,4	2,8	2,0	2,3	2,6	1,6	2,7	2,0	2,8	2,6	2,5
2022	3,0	2,5	3,3	1,9	3,5	2,6	1,7	1,8	2,2	2,3	3,2	1,6	2,4
2023	2,0	3,1	2,6	2,6	2,5	2,5	2,3	2,4	1,4	2,8	3,5	3,5	2,6

В целом, территория характеризуется повторяемостью приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентрации загрязнения в приземном слое, в пределах 40-45 % за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре-феврале (до 50-70 % ежемесячно). Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-35%.

Повторяемость слабых ветров невелика, среднемесячные скорости ветра колеблются на территории от 3,5 до 8 м/с. В дневные часы ветер усиливается до 10,5 м/с. На высотах свыше 100 м среднемесячные скорости ветра равны 6 м/с и более.

Активная ветровая деятельность, как на высоте, так и в приземном слое, способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере.

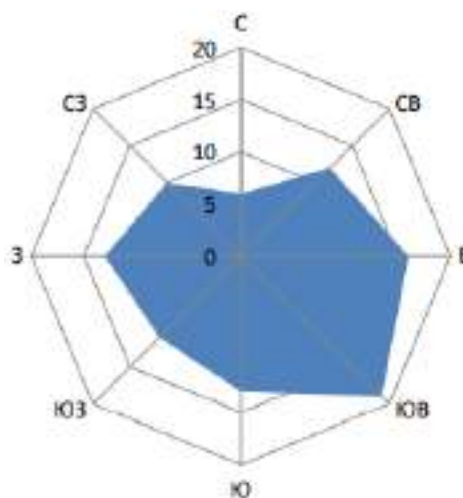


Рисунок 2.1 - Годовая роза ветров

Осадки как фактор самоочищения атмосферы, не вызывает ощутимого воздействия вследствие их небольшого количества, особенно в засушливые годы. В переходные сезоны годы, под воздействием резко меняющейся синоптической обстановки, создаются наиболее благоприятные влажностные условия для самоочищения атмосферы от примесей.

МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование характеристик	Величина
1	2
	200
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	
Коэффициент рельефа местности в городе	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	25
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-25
Среднегодовая роза ветров, %	
С	12,5
СВ	12,5
В	12,5
ЮВ	12,5
Ю	12,5
ЮЗ	12,5
З	12,5
СЗ	12,5
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	12

2.1.1 Характеристика современного состояния воздушной среды

Район проектируемых работ находится в III зоне со значением повышенного потенциала загрязнения атмосферы, а климатические условия для рассеивания вредных веществ в атмосфере являются удовлетворительными.

Для района проектируемых работ характерны частые ветра. Благодаря этому, а также достаточной удаленности исследуемой территории от г. Актобе проектируемого района воздушная среда не подвержена техногенному загрязнению и обладает высоким потенциалом к самоочищению.

В районе намечаемой деятельности контроль состояния атмосферного воздуха не ведется.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, при проектируемых работах на месторождении Шоба, будет являться технологическое оборудование, которое будет задействовано при бурении скважин.

Влияние указанных факторов загрязнения оценивается как незначительное.

Контроль уровня загрязнения атмосферного воздуха в населенных пунктах Республики Казахстан ведется РГП «Казгидромет». Государственная система наблюдений является комплексной измерительно-информационной системой, предназначенной для проведения систематических наблюдений и контроля изменений состояния природной среды, а также для обеспечения государственных органов, хозяйственного комплекса и населения республики информацией о текущем и прогнозируемом состоянии природной среды. Основу наземной подсистемы получения данных о состоянии природной среды и климата составляют сетевые организации РГП «Казгидромет», в том числе метеорологические станции. Сеть пунктов приземных метеорологических наблюдений

предназначена для определения состояния и развития физических процессов в атмосфере при взаимодействии ее с подстилающей поверхностью.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории г. Актобе проводятся на 6 постах наблюдения, в том числе на 3 постах ручного отбора проб и на 3 автоматических станциях.

Помимо стационарных постов наблюдений в городе Актобе действует передвижная лаборатория, с помощью которой измерение качества воздуха е5 проводится дополнительно по 3 точкам области по 7 показателям: 1) взвешенные частицы (пыль); 2) диоксид серы; 3) оксид углерода; 4) диоксид азота; 5) оксид азота; 6) сероводород; 7) формальдегид.

В связи с тем, что в рассматриваемом районе уполномоченной гидрометеорологической службой Республики Казахстан не проводятся наблюдения за уровнем загрязнения атмосферного воздуха, учет фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе ввиду отсутствия возможности легитимного их выявления не ведется.

2.2. Поверхностные и подземные воды

Территория бедна поверхностными водами. Основной водной артерией, пересекающей площадь, является река Сагиз с ее левым притоком Терсаккан, имеющая широкую долину и узкое русло. Вода в реке весной и в начале лета пресная за счет талых вод, в конце лета горько-соленая, пригодная только для технических нужд. Река Сагиз не имеет постоянного круглогодичного стока. Долина реки узкая, до 30÷60 м, шириной, русло невысокое – 1,5÷2,0 м, но интенсивно размываемое. Питание реки происходит за счет снеготаяния и дождей, поэтому основной объем годового стока (до 80÷90%) приходится на весенний паводок; в остальное время года река сильно мелеет, трансформируясь в непрерывную цепь плесов.

Наблюдения за качеством поверхностных вод на территории региона осуществляются, в основном, системой Казгидромета. Гидрогеологическим режимным контролем охвачены только крупные реки. На озерах, малых и временных водотоках наблюдения не проводятся.

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Актыбинской области за 1 полугодие 2024 года проводились на 19 створах 12 водных объектов (реки Елек, Каргалы, Эмба, Темир, Орь, Актасты, Косестек, Ойыл, Улькен Кобда, Кара Кобда, Ыргыз; 1 озеро: Шалкар). При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 42 физико-химических показателей качества: температура, взвешенные вещества, прозрачность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК5, ХПК, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы.

Качество поверхностных вод в реках Актасты, Улькен Кобда существенно не изменилось. Основными загрязняющими веществами в водных объектах Актыбинской области являются аммоний-ион, фенолы, магний, взвешенные вещества. За 1 полугодие 2024 года на территории Актыбинской области случаев ВЗ не обнаружено.

3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ

3.1. Альтернативные технические и технологические решения. Вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды

Целью составления Дополнения к Проекту разработки месторождения Шоба является - обоснование рациональной системы разработки месторождения.

В проекте разработки приведены геолого-физическая характеристика месторождения, физико-химические свойства пластовых флюидов, запасы газа и конденсата.

Проанализировано состояние фонда скважин и эффективности применения методов повышения конечной газоотдачи.

Проведены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки.

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектные уровни добычи газа и конденсата, накопленная добыча газа и конденсата за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является первый вариант, по которому недропользователь и Государство получают большую выгоду.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охрана недр и окружающей среды.

3.2. Альтернативные решения по размещению скважин. Вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробурено 17 скважин (табл. 3.2.1).

Эксплуатационный добывающий фонд на единственном эксплуатационном объекте месторождения (продуктивном горизонте Т₂-II) составляет 12 ед., из них 11 скважин (Ш-3, Ш-6, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш-15, Ш-2, Ш-7а) являются действующими, из них 1 скважина в простое (Ш-7а) и 1 скважина (Ш-16) бездействующей.

В эксплуатационном нагнетательном фонде числятся 2 скважины (Ш-9, Ш-21н), обе действующие.

Наблюдательный фонд составляет 1 скважина (Ш-1).

В ликвидированном фонде 2 скважины, в т.ч. 1 по геологическим причинам (Ш-201) и 1 – по техническим (Ш-7).

Из добывающих скважин все 12 эксплуатируются механизированным способом (ШВНУ) при оборотах 60-70 об./мин на щадящем режиме, согласно рекомендациям действующего проектного документа (ПР-2022г).

В 2023г была пробурена новая скважина Ш-16, находящаяся на дату отчета в бездействии по причине необустроенности. Скважин Ш-7а находится в простое, по причине прорывов газа.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	№№ скв-н	Кол-во скважин
Фонд добывающих скважин	Действующие	Ш-3, Ш-6, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш-15, Ш-2, Ш-7а	11
	в т.ч. ШВНУ	Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш-15, Ш-16	12
	В простое	Ш-7а	1
	Бездействующие	Ш-16	1
	Всего		12
Фонд нагнетательных скважин	под закачкой	Ш-9, Ш-21н	2
	Всего		2
Фонд наблюдательных скважин		Ш-1	1
Фонд ликвидированных скважин	По геологическим причинам	Ш-201	1
	По техническим причинам	Ш-7	1
	Всего		2
Итого пробуренный фонд			17

Динамика распределения добывающего фонда скважин месторождения по дебитам нефти и жидкости и по обводненности продукции приведена в таблицах 3.2.2-3.2.3.

Как видно из таблицы 3.2.2, большинство скважин месторождения являются малодебитными, с дебитами нефти до 10,0 т/сут. На дату отчета скважина Ш-13, с дебитом 8,1 т/сут, имеет самый высокий показатель по дебиту.

Таблица 3.2.2 - Распределения фонда скважин месторождения по дебитам нефти и жидкости за 2019г-01.01.2024г

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, т/сут		Диапазон измен-я дебитов нефти и жидкости, т/сут									
					0-5		5-10		10-15		15-20		>20	
	эксп.	действ.	нефть	жид-ти	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2019	11	9	9,3	23,1	4	1	1	0	2	3	2	0	0	5
2020	11	7	7,0	18,6	3	1	4	0	0	1	0	3	0	2
2021	11	10	6,2	19,0	5	1	1	2	4	1	0	0	0	6
2022	11	10	4,7	16,9	6	1	4	2	0	2	0	1	0	4
2023	12	11	4,5	18,1	6	1	4	2	0	2	0	0	0	5

Из распределения скважин по обводненности видно, что в период 2021г-01.01.2024г наблюдается тенденция перехода незначительной части скважин в группы с обводненностью продукции 60-90% (табл. 3.2.3). За период с 2022г средняя обводненность продукции по месторождению увеличилась на 3,2%. Скважина Ш-8, с обводненностью 93,4%, демонстрирует самый высокий уровень обводненности на дату отчета. На данной скважине еще с начала 2022г наблюдается рост обводненности продукции из-за низкого дебита нефти.

Таблица 3.2.3 - Динамика распределения фонда добывающих скважин месторождения по обводненности за 2019г-01.01.2024г

Годы	Средняя обводн-сть, %	Диапазон изменения обводненности, %
------	-----------------------	-------------------------------------

	Фонд добывающих скважин						
	эксп.	действ.		<30	30-60	60-90	>90
2019	11	9	61,6	0	3	6	0
2020	11	7	65,3	0	2	5	0
2021	11	10	64,8	0	1	8	1
2022	11	10	73,9	0	1	7	2
2023	12	11	73,9	0	1	8	1

Коэффициенты эксплуатации и использования фонда добывающих скважин

Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин представлена в таблице 3.2.4 и на рис. 3.2.1. Низкие коэффициенты эксплуатации скважин объясняются проведением исследовательских и ремонтных работ и вынужденными простоями в ожидании ремонта. На дату отчета среднегодовой дебит скважин по нефти снизился и составил 4,4 т/сут при обводненности продукции 75,4%. Темп отбора от НИЗ составил 33,1%.

Таблица 3.2.4 – Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин

Годы	Коэффициент эксплуатации, д.ед.
2019	0,86
2020	0,67
2021	0,86
2022	0,82
2023	0,79

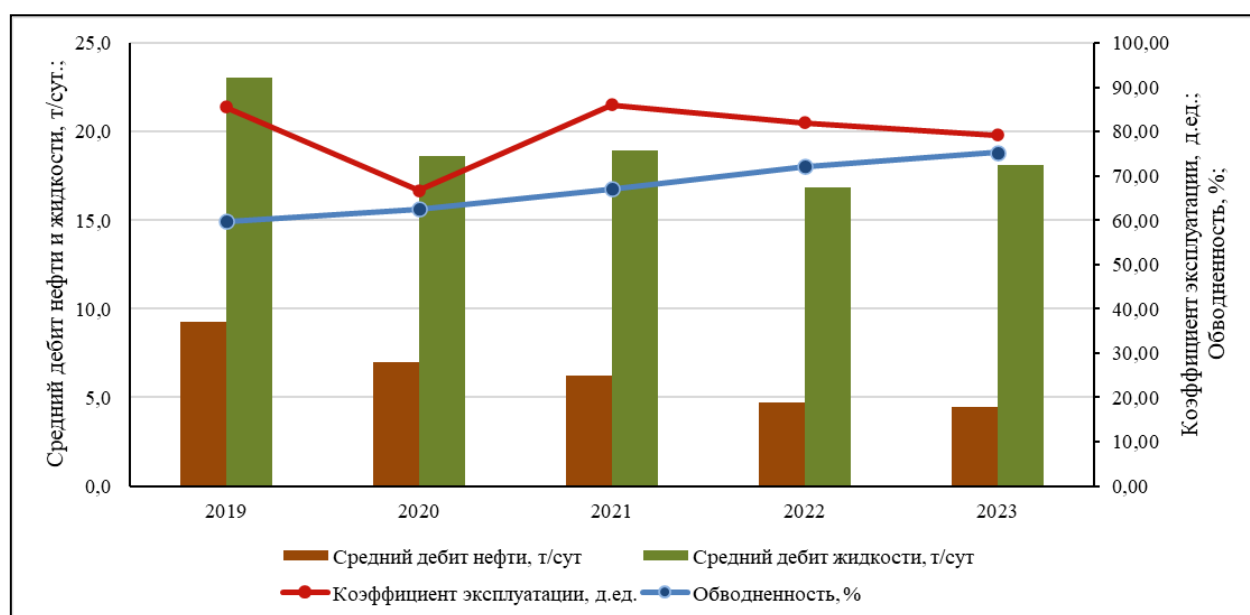


Рис. 3.2.1 – Характеристика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин

3.3. Технологические показатели вариантов разработки

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный

уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2024 – 2042 гг
- 2 вариант – 2024 - 2047 гг.
- 3 вариант – 2024-2046 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 519 594,42 тыс.тг.
- 2 вариант – 957 738,42 тыс. тг.
- 3 вариант – 1 303 482,42 тыс. тг.

Эксплуатационные затраты за рентабельный период по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 16 836 788,66 тыс. тг.
- вариант 2 – 23 838 162,14 тыс. тг.
- вариант 3 – 23 908 336,46 тыс. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10 % имеет следующие величины:

- 1 вариант – 2 681 869,95 тыс. тг.
- 2 вариант – 3 897 717,83 тыс. тг.
- 3 вариант – 3 664 228,77 тыс. тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Таблица 3.3.1. – Техничко-экономические показатели по вариантам

Составляющие	Ед.изм	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Рентабельный период	годы	2024-2042	2024-2047	2024-2046
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	17,0	19,7	21
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	70,38	82	90
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	43,32	50	55
Добыча нефти	тыс.тн	224	316	316
Добыча жидкости	тыс.тн	1245	1796	1891
Закачка воды	тыс.м3	748	1078	1131
КИН	д.ед	0,203	0,252	0,252
Обводненность продукции к концу разработки	%	87	89	90
Ввод новых скважин	шт.	0	1	2
Ввод вертикальных скважин	шт.	0	0	1
Ввод горизонтальных скважин	шт.	0	1	1
Выручка от реализации	тыс.тг.	23 597 177,54	35 204 722,20	34 787 942,91
Капитальные Вложения	тыс.тг.	519 594,42	957 738,42	1 303 482,42
Бурение	тыс.тг.	109 806,42	510 206,42	818 206,42
Обустройство	тыс.тг.	409 788,00	447 532,00	485 276,00
Эксплуатационные затраты	тыс.тг.	16 836 788,66	23 838 162,14	23 908 336,46
Налоги и отчисления в бюджет	тыс.тг.	1 419 663,89	2 343 273,33	2 196 444,52
Поток денежной наличности	тыс.тг.	4 821 130,57	8 065 548,32	7 379 679,51
Чистая приведенная стоимость:				
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	2 681 869,95	3 897 717,83	3 664 228,77
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 137 091,99	2 950 567,40	2 778 815,17
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 758 291,55	2 324 756,16	2 185 590,15
Окупаемость	год	2025	2025	2025

3.4. Различные условия эксплуатации объекта

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по эксплуатационным объектам и по месторождению в целом в 3 вариантах. В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 2 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти.

В процессе намечаемой деятельности появляются временные источники выбросов, которые прекращают свою деятельность по завершению процесса. В рамках проекта планируется начало реализации работ в 2024г, планируемая дата окончания – 2047 г.

3.4.1. Различные условия эксплуатации объекта включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту.

На период проведения проектируемых работ предусматривается проживание на вахтовом поселке, расположенном за пределами промлощадки скважины.

Численность вахты – 30 человек на период бурения и период испытания скважины.

Доставка грузов и вахт будет осуществляться автотранспортом с города Актобе. Заезд транспорта на буровую осуществляется по утвержденному маршруту, по подготовленным перед началом работ дорогам со снятым ПСП и твердым (щебеночным) покрытием.

При производстве работ используются машины и механизмы Подрядчиков.

Для размещения бурового оборудования подготавливается площадка 3,5 га под 1-ну скважину в соответствии с санитарными и экологическими требованиями.

Проведение монтажа буровой установки предусматривается в соответствии с унифицированными схемами, предусматривающими замкнутый цикл водопользования и гидроизоляцию площадок под вышечно-лебедочным, силовым и насосными блоками, а также под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора, складом ГСМ.

Для предупреждения загрязнения поверхностных вод ливневыми и талыми водами, стекающими с участка буровой, необходимо:

- Оградить отведенный участок буровой нагорной канавой, предупреждающей попадание склонового поверхностного стока на участок.
- В нижней по склону части участка будут проведены канава и лотки для перехвата и аккумуляции всего стока, стекаемого с участка.
- Собираемые в лотки ливневые и талые воды можно использовать для технических целей.
- Циркуляционная система будет в герметичном исполнении и не должна будет допускать переливов раствора на почву.

Площадки для хранения химреагентов будут иметь покрытие, а химреагенты храниться в закрытой таре. Площадка для склада ГСМ устраивается в наиболее низкой отметке рельефа, очищается от сухой травы и обваловывается вокруг высотой не менее 0,5 м и покрывается изоляционной пленкой во избежание растекания жидкости в случае аварии.

Расстояние от площадки ГСМ до жилых вагончиков, стоянок автотракторной техники, производственных помещений, передвижных электростанций и т.д. предусматривается не менее 50 м.

Буровая площадка обваловывается полностью по периметру земляным обвалом на территориях, где существует угроза затопления их паводковыми или нагонными водами.

3.4.2. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Энергоэффективность. Энергоэффективность — важная задача по сохранению природных ресурсов. К основным направлениям энергоэффективности относятся:

- экономия электрической энергии;
- экономия тепла;
- экономия воды;
- экономия газа.

Проектом предусматривается комплекс мероприятий по энергоэффективности, который включает экономию электрической энергии, экономию тепла, экономию воды.

Комплекс мероприятий по экономии электрической энергии включает: оптимальный подбор мощности электродвигателей; использование устройств регулировки температуры, в том числе устройств автоматического включения и отключения, снижения мощности в зависимости от температуры, временных таймеров.

Комплекс мероприятий по экономии тепла включает: использование теплосберегающих материалов при строительстве зданий; повышение эффективности источников теплоты за счет снижения затрат на собственные нужды; использование узлов учёта тепловой энергии; снижение тепловых потерь в окружающую среду; оптимизация гидравлических режимов тепловых сетей; использование современных теплоизоляционных материалов; использование вторичных энергоресурсов.

3.4.3. Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия

Принятый вариант намечаемой деятельности является рациональным, поскольку на всех этапах намечаемой деятельности соответствует законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

3.4.4. Основные технико-экономические показатели

Согласно принятой в рамках настоящего проекта стратегии, значительных изменений в реализуемой системе разработки не предусматривается по экономическим причинам. С учетом Технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик, добычных возможностей продуктивных пластов, их остаточных запасов, принятых местоположений скважин, их конструкций и других параметров, по трем основным вариантам рассчитаны технологические показатели разработки.

Разработка месторождения будет реализована на естественном упруго-водогазонапорном режиме с дополнительным поддержанием пластового давления посредством заводнения.

В рамках проекта рассчитаны 3 основных варианта разработки, отличающиеся количеством вводимых в эксплуатацию новых добывающих скважин и водоизоляционными работами.

В таблицах 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3 представлены прогнозные технологические показатели разработки по рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки газонефтяной залежи и 1 варианту по разработке газовой шапки месторождения.

Таблица 3.4.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	4,2	17,0	32,8
2025	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	4,1	16,9	62,5
2026	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	3,9	16,8	62,0
2027	1	1	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,2	17,5	67,0
2028	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,4	18,1	72,4
2029	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,2	18,0	71,7
2030	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,9	17,9	71,1
2031	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,8	17,8	70,5
2032	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,6	17,8	70,0
2033	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,4	17,7	69,4
2034	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,2	17,6	68,8
2035	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,1	17,5	68,3
2036	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,9	17,4	67,8
2037	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	3,0	18,4	65,9
2038	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,9	18,3	65,4
2039	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,7	18,2	64,9
2040	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,6	18,1	64,5
2041	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,5	18,1	64,0
2042	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,4	18,0	63,6
2043	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,2	17,9	63,1
2044	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,1	17,8	62,7
2045	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,0	17,7	62,3
2046	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	1,9	17,7	61,9
2047	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	1,9	17,6	61,5

Таблица 3.4.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачки, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2024	9,2	1,9	2,9	166,9	35,3	0,089	36,9	36,9	436,5	384,7	75,1	22,8	228,8	65,0	52,5	0,231	5,456
2025	17,0	3,6	5,5	183,9	38,9	0,098	70,4	70,4	506,9	455,1	75,9	43,3	272,1	65,0	54,2	0,427	5,883
2026	16,3	3,4	5,6	200,1	42,3	0,107	70,1	70,1	576,9	525,2	76,8	43,0	315,1	65,0	55,4	0,409	6,292
2027	18,0	3,8	6,6	218,1	46,1	0,116	75,5	75,5	652,5	600,7	76,2	46,4	361,5	65,0	56,5	0,453	6,745
2028	19,7	4,2	7,7	237,8	50,3	0,127	81,5	81,5	734,0	682,2	75,9	50,2	411,7	65,0	57,4	0,495	7,241
2029	18,7	4,0	8,0	256,5	54,2	0,137	81,2	81,2	815,2	763,4	76,9	49,8	461,5	65,0	58,1	0,471	7,711
2030	17,8	3,8	8,2	274,3	58,0	0,146	80,8	80,8	896,0	844,2	78,0	49,3	510,8	65,0	58,7	0,447	8,159
2031	16,9	3,6	8,5	291,2	61,6	0,155	80,4	80,4	976,4	924,6	79,0	48,9	559,7	65,0	59,2	0,425	8,584
2032	16,1	3,4	8,8	307,3	65,0	0,164	80,1	80,1	1056,5	1004,7	79,9	48,5	608,2	65,0	59,7	0,405	8,989
2033	15,3	3,2	9,2	322,6	68,2	0,172	79,7	79,7	1136,2	1084,4	80,8	48,1	656,4	65,0	60,0	0,385	9,373
2034	14,6	3,1	9,7	337,2	71,3	0,180	79,3	79,3	1215,5	1163,7	81,6	47,7	704,1	65,0	60,3	0,366	9,739
2035	13,9	2,9	10,2	351,0	74,2	0,187	79,0	79,0	1294,4	1242,7	82,5	47,4	751,5	65,0	60,6	0,348	10,088
2036	13,2	2,8	10,8	364,2	77,0	0,194	78,6	78,6	1373,0	1321,3	83,2	47,0	798,5	65,0	60,8	0,332	10,419
2037	12,5	2,6	11,5	376,7	79,6	0,201	76,5	76,5	1449,6	1397,8	83,7	45,7	844,2	65,0	61,1	0,314	10,734
2038	11,9	2,5	12,4	388,6	82,2	0,207	76,2	76,2	1525,7	1474,0	84,4	45,3	889,5	65,0	61,2	0,299	11,033

2039	11,3	2,4	13,4	399,9	84,6	0,213	75,8	75,8	1601,5	1549,8	85,1	45,0	934,6	65,0	61,4	0,28 5	11,318
2040	10,8	2,3	14,8	410,7	86,8	0,219	75,5	75,5	1677,0	1625,3	85,7	44,7	979,3	65,0	61,6	0,27 1	11,589
2041	10,3	2,2	16,5	421,0	89,0	0,224	75,1	75,1	1752,2	1700,4	86,3	44,4	1023,7	65,0	61,7	0,25 8	11,848
2042	9,8	2,1	18,8	430,8	91,1	0,230	74,8	74,8	1827,0	1775,2	86,9	44,1	1067,8	65,0	61,8	0,24 6	12,094
2043	9,3	2,0	22,1	440,1	93,1	0,235	74,5	74,5	1901,4	1849,7	87,5	43,8	1111,6	65,0	62,0	0,23 5	12,329
2044	8,9	1,9	27,1	449,0	94,9	0,239	74,1	74,1	1975,6	1923,8	88,0	43,5	1155,1	65,0	62,1	0,22 4	12,552
2045	8,5	1,8	35,3	457,5	96,7	0,244	73,8	73,8	2049,4	1997,6	88,5	43,2	1198,3	65,0	62,2	0,21 3	12,765
2046	8,1	1,7	52,1	465,6	98,4	0,248	73,5	73,5	2122,8	2071,1	89,0	42,9	1241,2	65,0	62,3	0,20 3	12,969
2047	7,7	1,6	100,0	473,3	100,1	0,252	73,1	73,1	2196,0	2144,2	89,5	42,7	1283,9	65,0	62,4	0,19 4	13,162

Таблица 3.4.3 – Характеристика основного фонда и показателей разработки газовой шапки. Вариант 1

Срок разработки, годы	Годы	Количество газовых скважин Нскв., ед.	Дни работы 1 скважины Траб, сут.	Процент от قابс.св., %	Годовая добыча газа Q _г , тыс. м ³	Накопленная добыча газа $\sum Q_g$, тыс. м ³	Коэффициент извлечения газа КИГ, д.ед.	Пластовое давление на начало года Рпл, МПа	Пластовое давление на конец года Рпл, МПа	Забойное давление Рзаб, МПа	Устьевое давление Руст, МПа
1	2030	1	182,5	49,1	3214,2	3214,2	0,018	6,00	5,89	5,37	4,83
2	2031	1	328,5	49,8	5731,1	8945,3	0,049	5,89	5,70	5,27	4,74
3	2032	1	328,5	51,2	5632,5	14577,8	0,081	5,70	5,52	5,08	4,57
4	2033	1	328,5	52,6	5533,9	20111,7	0,111	5,52	5,33	4,89	4,40
5	2034	1	328,5	54,1	5435,3	25547,0	0,141	5,33	5,15	4,71	4,23
6	2035	1	328,5	55,6	5336,7	30883,7	0,171	5,15	4,98	4,53	4,07
7	2036	1	328,5	57,3	5238,1	36121,8	0,200	4,98	4,80	4,35	3,91
8	2037	1	328,5	59,0	5139,5	41261,3	0,228	4,80	4,63	4,17	3,76
9	2038	1	328,5	60,8	5040,8	46302,1	0,256	4,63	4,47	4,00	3,60
10	2039	1	328,5	62,7	4942,1	51244,2	0,283	4,47	4,30	3,84	3,45
11	2040	1	328,5	64,8	4843,5	56087,7	0,310	4,30	4,14	3,67	3,31
12	2041	1	328,5	66,9	4744,8	60832,5	0,336	4,14	3,98	3,51	3,16
13	2042	1	328,5	69,2	4646,1	65478,5	0,362	3,98	3,83	3,36	3,02
14	2043	1	328,5	71,5	4547,3	70025,9	0,387	3,83	3,68	3,20	2,88
15	2044	1	328,5	74,0	4448,6	74474,4	0,411	3,68	3,53	3,05	2,75
16	2045	1	328,5	76,6	4349,8	78824,2	0,435	3,53	3,39	2,90	2,61
17	2046	1	328,5	79,3	4251,0	83075,2	0,459	3,39	3,25	2,76	2,48
18	2047	1	328,5	82,1	4152,2	87227,4	0,482	3,25	3,11	2,62	2,36

Таблица 3.4.4 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта

№№ п/п	Наименование	Г объект
1	2	3
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., 10^4 м ² /скв.	7,0
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	19,7
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	4,2
4	Год выхода на проектный уровень	2028
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	81,5
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год	0,495
8	Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³ /год	50,2
9	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	18
10	в том числе: добывающих	13
11	нагнетательных	2
12	специальных	
13	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	1
14	в том числе: добывающих	1
15	нагнетательных	
16	специальных	
17	Фонд резервных скважин, шт.	0
18	Фонд скважин-дублеров, шт.	
19	Накопленная добыча за проектный период, тыс. т: нефти	315,6
20	жидкости	1796,4
21	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т: нефти	473,3
22	жидкости	2196,1
23	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,252
24	Средняя обводненность к концу разработки, %	89,5

Технико-экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения проводилась в соответствии с требованиями нормативного документа «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Основными правилами экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов» и учитывают особенности международных стандартов экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящем разделе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;

- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду;
- учет влияния инфляции на ценность денежных средств.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах.

Таблица 3.4.5 - Капитальные вложения. Вариант 2

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Стоимость единицы тыс. тг	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Бурение и ГТМ	тыс.тг.		510 206	40 000	19 302	27 432	400 400	0	0	23 072	0	0
Ввод из бурения вертикальных	тыс.тг.	275 000,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод горизонтальных скважин	тыс.тг.	357 500,00	400 400	0	0	0	400400	0	0	0	0	0
Хим.изоляция	тыс.тг.	9 280,00	19 302	0	19302	0	0	0	0	0	0	0
РИР	тыс.тг.	20 000,00	40 000	40000	0	0	0	0	0	0	0	0
Селективная изоляция	тыс.тг.	25 400,00	27 432	0	0	27432	0	0	0	0	0	0
Перевод из бездействия	тыс.тг.	18 606,47	23 072	0	0	0	0	0	0	23072	0	0
Обустройство промысла	тыс.тг.		447 532	0,00	0,00	120 000,00	37 744,00	0,00	0,00	289 788,00	0,00	0,00
Обустройство устья добывающих скважин	тыс.тг.	33 700,00	37 744	0,00	0,00	0,00	37 744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство газодобывающей скважины	тыс.тг.	33 700,00	41 788	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41 788,00	0,00	0,00
ГПЭС - 1500 кВт	тыс.тг.	200 000,00	248 000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	248 000,00	0,00	0,00
Система ППД	тыс.тг.	111 111,11	120 000	0	0	120 000	0	0	0	0	0	0
Всего капитальных вложений	тыс.тг.		957 738	40 000,00	19 302,40	147 432,00	438 144,00	0,00	0,00	312 860,02	0,00	0,00

Таблица 3.4.6 - Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 2

Производственный доход	Ед.изм	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Реализация по направлениям с учетом потерь													
Нефть													
на внутренний рынок	тыс. тонн	315	9,160547	16,9	16,2	18,0	19,6	18,7	17,8	16,9	16,1	15,3	14,5
Цена реализации продукции													
Нефть													
на внутренний рынок	тг/тонн		80 000,0	83 200,0	86 400,0	89 600,0	92 800,0	96 000,0	99 200,0	102 400,0	105 600,0	108 800,0	112 000,0
Производственная доход от реализации													
Нефть													
на внутренний рынок	тыс.тг.	35 204 722	732 843,74	1 410 125,78	1 402 270,49	1 610 607,72	1 823 508,83	1 792 873,53	1 761 158,12	1 728 556,25	1 695 242,70	1 661 374,99	1 627 094,88
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	35 204 722	732 843,74	1 410 125,78	1 402 270,49	1 610 607,72	1 823 508,83	1 792 873,53	1 761 158,12	1 728 556,25	1 695 242,70	1 661 374,99	1 627 094,88

Продолжение таблицы 3.4.6

Производственный доход	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Реализация по направлениям с учетом потерь														
Нефть														
на внутренний рынок	тыс. тонн	13,8	13,2	12,5	11,9	11,3	10,8	10,3	9,8	9,3	8,9	8,5	8,1	7,7
Цена реализации продукции														
Нефть														
на внутренний рынок	тг/тонн	115 200,0	118 400,0	121 600,0	124 800,0	128 000,0	131 200,0	134 400,0	137 600,0	140 800,0	144 000,0	147 200,0	150 400,0	153 600,0
Производственная доход от реализации														
Нефть														
на внутренний рынок	тыс.тг.	1 592 529,75	1 557 793,85	1 516 804,36	1 481 998,27	1 447 300,53	1 412 783,36	1 378 510,77	1 344 539,22	1 310 918,39	1 277 691,76	1 244 897,17	1 212 567,35	1 180 730,40
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	1 592 529,75	1 557 793,85	1 516 804,36	1 481 998,27	1 447 300,53	1 412 783,36	1 378 510,77	1 344 539,22	1 310 918,39	1 277 691,76	1 244 897,17	1 212 567,35	1 180 730,40

Таблица 3.4.7 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению. Вариант 2

Составляющие	Ед.изм	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг.	209 152	5600	5824	6048	6720	6960	7200	7936	8192	8448	8704	8960
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг.	1 838 724	38276	73650	73240	84121	95241	93641	91984	90282	88542	86773	84982
Производственно-технические материалы	тыс.тг.	965 661	20102	38680	38464	44179	50019	49178	48308	47414	46500	45571	44631
ГСМ	тыс.тг.	1 501 718	21007	41737	43146	48215	53915	55519	57107	58679	60236	61777	63303
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс.тг.	1 568 640	42000	43680	45360	50400	52200	54000	59520	61440	63360	65280	67200
ФОТ ПП	тыс.тг.	4 033 646	108000	112320	116640	129600	134229	138857	153051	157989	162926	167863	172800
Экологические расходы	тыс.тг.	22 047	458,945	883	878	1009	1142	1123	1103	1083	1062	1040	1019
Затраты на страхование	тыс.тг.	373 486	10000	10400	10800	12000	12429	12857	14171	14629	15086	15543	16000
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг.	528 778	14820	15413	16006	17982	18624	19266	19908	20550	21193	21835	22477
Всего	тыс.тг.	11 041 850	260 263,41	342 586,07	350 581,90	394 225,10	424 757,54	431 641,01	453 089,42	460 256,72	467 351,34	474 386,04	481 372,31
Налоги от ФОТ ПП	тыс.тг.	114 634	17 496,00	2 913,02	3 025,06	3 398,52	3 519,90	3 641,27	3 762,65	3 884,03	4 005,40	4 126,78	4 248,15
Налог на имущество	тыс.тг.	654 655	90 809,80	75 311,78	64 877,25	59 810,81	47 979,29	40 992,38	39 575,98	32 149,37	27 894,73	24 306,95	21 261,78
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	880 118	18 321,09	35 253,14	35 056,76	40 265,19	45 587,72	44 821,84	44 028,95	43 213,91	42 381,07	41 534,37	40 677,37
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	186 449	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 870,41	12 250,14	12 039,45	11 828,74	11 618,00
Всего платежей в бюджет Государства	тыс.тг.	1 835 856	126 626,90	113 477,94	102 959,07	103 474,53	97 086,91	89 455,49	94 237,99	91 497,44	86 320,65	81 796,84	77 805,31
Общеадминистративные расходы	тыс.тг.	12 289 630	326 869,20	342 937,30	356 127,19	394 896,88	409 000,34	423 103,80	465 527,74	480 544,77	495 561,79	510 578,82	525 595,84
Обще-административные расходы	тыс.тг.	7 025 266	188 100,00	195 624,00	203 148,00	225 720,00	233 781,43	241 842,86	266 564,57	275 163,43	283 762,29	292 361,14	300 960,00
Затраты на страхование	тыс.тг.	183 008	4 900,00	5 096,00	5 292,00	5 880,00	6 090,00	6 300,00	6 944,00	7 168,00	7 392,00	7 616,00	7 840,00
Арендные затраты	тыс.тг.	350 400	10 000,00	10 400,00	10 800,00	11 200,00	11 600,00	12 000,00	12 400,00	12 800,00	13 200,00	13 600,00	14 000,00
ФОТ АУП	тыс.тг.	3 981 358	106 600,00	110 864,00	115 128,00	127 920,00	132 488,57	137 057,14	151 067,43	155 940,57	160 813,71	165 686,86	170 560,00
Налоги от ФОТ АУП	тыс.тг.	749 598	17 269,20	20 953,30	21 759,19	24 176,88	25 040,34	25 903,80	28 551,74	29 472,77	30 393,79	31 314,82	32 235,84
Обязательства недропользователя	тыс.тг.	641 705	54 705,75	68 039,97	75 751,21	80 206,96	79 377,98	13 402,37	13 083,25	17 313,56	13 980,84	14 160,35	14 373,18
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	54 585	6 253,11	11 569,36	11 078,80	12 270,34	13 413,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	119 400	3 452,63	4 142,17	5 571,15	8 913,92	4 858,64	4 247,58	4 316,41	4 761,61	4 602,57	4 673,51	4 743,86
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	144 020	0,00	7 328,44	14 101,26	14 022,70	16 106,08	4 247,58	4 316,41	4 761,61	4 602,57	4 673,51	4 743,86
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	323 699	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	4 907,22	4 450,43	7 790,33	4 775,70	4 813,32	4 885,46
Всего	тыс.тг.	25 809 041	768 465,25	867 041,27	885 419,37	972 803,47	1 010 222,78	957 602,68	1 025 938,41	1 049 612,48	1 063 214,62	1 080 922,05	1 099 146,64
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	7 241 999	1 152 815,23	918 192,64	756 634,97	676 656,48	553 031,95	455 307,41	424 505,32	355 231,38	299 078,35	253 262,61	215 635,26
Налогооблагаемая прибыль	тыс.тг.	2 153 682	-1 188 436,74	-375 108,14	-239 783,85	-38 852,24	260 254,11	379 963,44	310 714,39	323 712,39	332 949,73	327 190,33	312 312,98
Налогооблагаемая прибыль учетом убытка	тыс.тг.	-8 862 188	-1 188 436,74	-1 563 544,88	-1 803 328,72	-1 842 180,96	-1 581 926,86	-1 201 963,42	-891 249,03	-567 536,64	-234 586,91	92 603,43	312 312,98
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	481 603	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65 438,07	62 462,60
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	2 674	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 673,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	1 669 405	-1 188 436,74	-375 108,14	-239 783,85	-38 852,24	260 254,11	377 289,85	310 714,39	323 712,39	332 949,73	261 752,27	249 850,38

Продолжение таблицы 3.4.7

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг.	9 216	8 880	9 120	9 360	9 600	9 840	10 080	10 320	10 560	10 800	11 040	10 528	9 216
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг.	83 177	81 363	79 222	77 404	75 592	73 789	71 999	70 225	68 469	66 733	65 020	63 332	61 669
Производственно-технические материалы	тыс.тг.	43 683	42 730	41 606	40 651	39 699	38 752	37 812	36 881	35 958	35 047	34 147	33 261	32 387
ГСМ	тыс.тг.	64 814	66 310	66 286	67 725	69 149	70 559	71 955	73 338	74 706	76 061	77 402	78 729	80 044
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс.тг.	69 120	66 600	68 400	70 200	72 000	73 800	75 600	77 400	79 200	81 000	82 800	78 960	69 120
ФОТ ПП	тыс.тг.	177 737	171 257	175 886	180 514	185 143	189 771	194 400	199 029	203 657	208 286	212 914	203 040	177 737
Экологические расходы	тыс.тг.	997	976	950	928	906	885	863	842	821	800	780	759	739
Затраты на страхование	тыс.тг.	16 457	15 857	16 286	16 714	17 143	17 571	18 000	18 429	18 857	19 286	19 714	18 800	16 457
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг.	23 119	21 934	22 526	23 119	23 712	24 305	24 898	25 490	26 083	26 676	27 269	27 862	23 712
Всего	тыс.тг.	488 320,51	475 905,81	480 281,49	486 615,57	492 944,11	499 273,03	505 607,56	511 952,33	518 311,43	524 688,46	531 086,54	515 270,69	471 081,43

Налоги от ФОТ ПП	тыс.тг.	4 369,53	4 145,45	4 257,49	4 369,53	4 481,57	4 593,61	4 705,65	4 817,69	4 929,72	5 041,76	5 153,80	5 265,84	4 481,57
Налог на имущество	тыс.тг.	18 661,36	16 428,17	14 500,39	12 828,41	11 372,12	10 098,89	8 981,93	7 999,15	7 132,14	6 365,51	5 686,26	5 083,37	4 547,43
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	39 813,24	38 944,85	37 920,11	37 049,96	36 182,51	35 319,58	34 462,77	33 613,48	32 772,96	31 942,29	31 122,43	30 314,18	29 518,26
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	11 407,23	11 196,43	10 985,60	10 774,74	10 563,84	10 352,92	10 141,95	9 930,95	9 719,91	9 508,82	9 297,70	9 086,53	8 875,31
Всего платежей в бюджет Государства	тыс.тг.	74 251,36	70 714,90	67 663,59	65 022,63	62 600,05	60 364,99	58 292,30	56 361,26	54 554,74	52 858,39	51 260,19	49 749,93	47 422,57
Общеадминистративные расходы	тыс.тг.	540 612,86	521 828,02	535 931,48	550 034,94	564 138,40	578 241,86	592 345,32	606 448,78	620 552,24	634 655,70	648 759,16	619 925,11	545 412,86
Обще-административные расходы	тыс.тг.	309 558,86	298 272,86	306 334,29	314 395,71	322 457,14	330 518,57	338 580,00	346 641,43	354 702,86	362 764,29	370 825,71	353 628,00	309 558,86
Затраты на страхование	тыс.тг.	8 064	7 770	7 980	8 190	8 400	8 610	8 820	9 030	9 240	9 450	9 660	9 212	8 064
Арендные затраты	тыс.тг.	14 400	14 800	15 200	15 600	16 000	16 400	16 800	17 200	17 600	18 000	18 400	18 800	19 200
ФОТ АУП	тыс.тг.	175 433,14	169 037,14	173 605,71	178 174,29	182 742,86	187 311,43	191 880,00	196 448,57	201 017,14	205 585,71	210 154,29	200 408,00	175 433,14
Налоги от ФОТ АУП	тыс.тг.	33 156,86	31 948,02	32 811,48	33 674,94	34 538,40	35 401,86	36 265,32	37 128,78	37 992,24	38 855,70	39 719,16	37 877,11	33 156,86
Обязательства недропользователя	тыс.тг.	14 584,90	14 795,46	14 425,13	14 552,70	14 743,99	14 935,76	15 127,55	15 319,50	15 511,76	15 704,46	15 897,70	16 091,57	15 619,04
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.													
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	4 813,72	4 883,21	4 759,06	4 802,81	4 866,16	4 929,44	4 992,73	5 056,08	5 119,52	5 183,11	5 246,88	5 310,87	5 152,71
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	4 813,72	4 883,21	4 759,06	4 802,81	4 866,16	4 929,44	4 992,73	5 056,08	5 119,52	5 183,11	5 246,88	5 310,87	5 152,71
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	4 957,45	5 029,05	4 907,01	4 947,07	5 011,68	5 076,88	5 142,09	5 207,35	5 272,72	5 338,23	5 403,93	5 469,84	5 313,62
Всего	тыс.тг.	1 117 769,63	1 083 244,19	1 098 301,68	1 116 225,83	1 134 426,55	1 152 815,65	1 171 372,73	1 190 081,88	1 208 930,17	1 227 907,01	1 247 003,59	1 201 037,30	1 079 535,91
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	184 531,28	158 655,37	136 995,42	118 756,84	103 312,64	90 165,37	78 918,17	69 252,49	60 911,11	53 685,02	47 403,35	41 925,48	37 135,02
Налогооблагаемая прибыль	тыс.тг.	290 228,83	315 894,29	281 507,26	247 015,59	209 561,34	169 802,34	128 219,87	85 204,85	41 077,11	-3 900,27	-49 509,77	-30 395,43	64 059,47
Налогооблагаемая прибыль учетом убытка	тыс.тг.	290 228,83	315 894,29	281 507,26	247 015,59	209 561,34	169 802,34	128 219,87	85 204,85	41 077,11	-3 900,27	-53 410,04	-83 805,47	-19 745,99
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	58 045,77	63 178,86	56 301,45	49 403,12	41 912,27	33 960,47	25 643,97	17 040,97	8 215,42	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	232 183,07	252 715,43	225 205,81	197 612,48	167 649,07	135 841,87	102 575,89	68 163,88	32 861,69	-3 900,27	-49 509,77	-30 395,43	64 059,47

Таблица 3.4.8 – Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 2

Составляющие	Ед.изм	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Доход от реализации	тыс.тг.	35 204 722	732 843,74	1 410 125,78	1 402 270,49	1 610 607,72	1 823 508,83	1 792 873,53	1 761 158,12	1 728 556,25	1 695 242,70	1 661 374,99	1 627 094,88	1 592 529,75
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	25 673 150	768 465,25	867 041,27	885 419,37	972 803,47	1 010 222,78	957 602,68	1 025 938,41	1 049 612,48	1 063 214,62	1 080 922,05	1 099 146,64	1 117 769,63
Капитальные Вложения	тыс.тг.	957 738	40 000,00	19 302,40	147 432,00	438 144,00	0,00	0,00	312 860,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг.	510 206	40 000,00	19 302,40	27 432,00	400 400,00	0,00	0,00	23 072,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг.	447 532	0,00	0,00	120 000,00	37 744,00	0,00	0,00	289 788,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	505 612	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65438,07	62462,60	58045,77
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	2 674	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2673,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Поток денежной наличности	тыс.тг.	8 065 548	-75 621,51	523 782,10	369 419,12	199 660,25	813 286,05	832 597,26	422 359,69	678 943,77	632 028,09	515 014,88	465 485,64	416 714,35
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг.	8065548,32	-75 621,51	448 161	817 580	1 017 240	1 830 526	2 663 123	3 085 483	3 764 427	4 396 455	4 911 470	5 376 955	5 793 670
Чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	3 897 718	-75 621,51	476 165,55	305 305,06	150 007,70	555 485,32	516 977,39	238 411,04	348 405,51	294 845,77	218 416,58	179 464,87	146 055,84
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 950 567	-75 621,51	455 462,70	279 333,93	131 279,85	464 998,94	413 947,99	182 597,75	255 240,11	206 611,10	146 399,37	115 060,93	89 569,92
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 324 756	-75 621,51	436 485,08	256 541,05	115 544,12	392 209,71	334 602,17	141 447,41	189 480,75	146 989,53	99 813,33	75 178,53	56 084,74
Накопленная чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	3897717,83	-75 621,5	400 544,0	705 849,1	855 856,8	1 411 342,1	1 928 319,5	2 166 730,5	2 515 136,0	2 809 981,8	3 028 398,4	3 207 863,3	3 353 919,1
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2950567,40	-75 621,5	379 841,2	659 175,1	790 455,0	1 255 453,9	1 669 401,9	1 851 999,6	2 107 239,8	2 313 850,9	2 460 250,2	2 575 311,2	2 664 881,1
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2324756,16	-75 621,5	360 863,6	617 404,6	732 948,8	1 125 158,5	1 459 760,6	1 601 208,0	1 790 688,8	1 937 678,3	2 037 491,6	2 112 670,2	2 168 754,9

Продолжение таблицы 3.4.8

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Доход от реализации	тыс.тг.	1 557 793,85	1 516 804,36	1 481 998,27	1 447 300,53	1 412 783,36	1 378 510,77	1 344 539,22	1 310 918,39	1 277 691,76	1 244 897,17	1 212 567,35	1 180 730,40
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	1 083 244,19	1 098 301,68	1 116 225,83	1 134 426,55	1 152 815,65	1 171 372,73	1 190 081,88	1 208 930,17	1 227 907,01	1 180 513,19	1 132 380,35	1 078 791,91
Капитальные Вложения	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	63178,86	56301,45	49403,12	41912,27	33960,47	25643,97	17040,97	8215,42	0,00	3396,13	7652,30	12960,69
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Поток денежной наличности	тыс.тг.	411 370,80	362 201,23	316 369,32	270 961,70	226 007,25	181 494,07	137 416,37	93 772,80	49 784,75	60 987,85	72 534,69	88 977,80
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг.	6 205 040	6 567 242	6 883 611	7 154 573	7 380 580	7 562 074	7 699 490	7 793 263	7 843 048	7 904 036	7 976 571	8 065 548
Чистая приведенная стоимость:													
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	131 075,42	104 916,79	83 309,93	64 866,08	49 185,76	35 907,63	24 715,54	15 332,60	7 400,19	8 241,32	8 910,60	9 936,88
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	76 888,14	58 867,83	44 712,05	33 299,70	24 152,21	16 865,50	11 103,95	6 588,98	3 041,86	3 240,33	3 351,15	3 574,63
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	46 137,97	33 852,73	24 640,92	17 586,90	12 224,26	8 180,53	5 161,50	2 935,17	1 298,59	1 325,68	1 313,89	1 343,11
Накопленная чистая приведенная стоимость:													
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	3 484 994,5	3 589 911,3	3 673 221,2	3 738 087,3	3 787 273,1	3 823 180,7	3 847 896,2	3 863 228,9	3 870 629,0	3 878 870,4	3 887 781,0	3 897 717,8
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 741 769,2	2 800 637,1	2 845 349,1	2 878 648,8	2 902 801,0	2 919 666,5	2 930 770,5	2 937 359,4	2 940 401,3	2 943 641,6	2 946 992,8	2 950 567,4
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 214 892,9	2 248 745,6	2 273 386,5	2 290 973,4	2 303 197,7	2 311 378,2	2 316 539,7	2 319 474,9	2 320 773,5	2 322 099,2	2 323 413,0	2 324 756,2

3.5. Информация о компонентах природной среды и иных объектах, которые могут быть подвержены существенным воздействиям намечаемой деятельности

Основными объектами природной и социально-экономической среды, которые могут быть подвержены воздействиям при проведении работ, являются следующие компоненты:

Социально-экономические:

- жизнь и здоровье людей;
- условия проживания населения;
- экономические интересы сообщества;
- землепользование;
- транспортная инфраструктура;
- объекты научного и духовного значения (памятники истории и культуры, археологические объекты, заповедные территории, природные феномены).

Природные:

- атмосферный воздух (загрязненность газами, пылью, уровень шума);
- водные ресурсы (загрязненность подземных вод);
- земельные ресурсы, почва;
- биологические ресурсы (растения, животные).

3.5.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Объектами воздействия при проведении разработки месторождения, являются здоровье и безопасность населения.

Воздействия на местное население могут быть оказаны в связи с загрязнением атмосферного воздуха, акустическим воздействием и вибрацией при проведении строительных работ в рамках намечаемой деятельности.

Однако в связи с нахождением месторождения на значительном расстоянии от населенных пунктов значимого воздействия на здоровье и безопасность местного населения не ожидается.

На рассматриваемой территории промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха отсутствуют.

Месторождение представляет риск в том случае, если доступ населения к нему не контролируется надлежащим образом.

Месторождение Шоба расположено на достаточном расстоянии от населенных пунктов и, таким образом, данный объект не будут представлять непосредственной угрозы для постоянно проживающего в этих населенных пунктах жителей.

Оценка ожидаемых на рабочих местах уровней шума и вибрации будет приниматься на основании технической документации на оборудование, в которой будут указаны сведения о производимых шуме и вибрации, и расчетах уровня шума и вибрации на рабочих местах.

Негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается в связи со значительным удалением участка планируемых работ от населенных пунктов.

Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

3.5.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Биологическое разнообразие означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем, и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы. Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

На участке проведения работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия, месторождения полезных ископаемых. Воздействие на растительность в период эксплуатации будет выражаться лишь в вероятности прямого или опосредованного воздействия на растительность прилегающих территорий.

Существенный риск воздействия на растительность прилегающих территорий в первую очередь связан с особенностями эксплуатации объекта и опасностью загрязнения почв прилегающих территориях различными веществами.

Стадия строительства, связанная с безвозвратным и временным отчуждением земельных участков для реализации проектных решений по строительству (а значит, уничтожением мест обитания растений и животных) окажет наиболее существенное негативное воздействие на растительность.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами. Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

Основным, негативно влияющим на состояние животного мира процессом, является «фактор беспокойства», вызванный присутствием работающей техники и людей.

В период проведения разработки месторождения, строительных работ некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории.

Шум, производимый строительной техникой, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе автотранспорта, незнакомые запахи и присутствие людей, будут служить отпугивающим фактором для животных.

Во многих случаях это является даже положительным фактором, т.к. заставит животных держаться на безопасном расстоянии от техники и персонала, работающего на объектах строительства.

Одним из значимых факторов воздействия является искусственное освещение в ночное время. Поскольку кроме гибели насекомых, летящих к источникам освещения, в ночное время большой процент млекопитающих будет гибнуть под колёсами автомашин в результате ослепления светом фар.

Тем не менее, в случае выявления в ходе оценки возможных воздействий значимых воздействий на охраняемые виды растений и животных, в рамках Плана сохранения биоразнообразия будут разработаны мероприятия по недопущению суммарных потерь биологического разнообразия, а в случае идентификации критических местообитаний – обеспечения прироста биоразнообразия.

3.5.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Территории постоянного или временного проживания населения в границах земельного участка, отводимого под строительство, а также в границах СЗЗ объекта, отсутствуют.

Реализация Проекта не приведет к необходимости переселения жителей.

Согласно классификации по целевому назначению и разрешенному использованию участок строительства не попадает в зону приоритетного природопользования, на нем отсутствуют объекты историко-культурного наследия, месторождения полезных ископаемых.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами.

Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

Сколько-нибудь значимого дополнительного воздействия со стороны строительных площадок на почвенный покров и земли прилегающих территорий (возрастание фито токсичности, сброс загрязняющих веществ в грунтовые воды и др.) не ожидается.

Исходя из природных особенностей территории не ожидается значительного воздействия земляных работ на почвенно-растительный покров и грунты и активизации неблагоприятных геологических процессов –подтопления и заболачивания территории.

3.5.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория бедна поверхностными водами. Основной водной артерией, пересекающей площадь, является река Сагиз с ее левым притоком Терсаккан, имеющая широкую долину и узкое русло. Вода в реке весной и в начале лета пресная за счет талых вод, в конце лета горько-соленая, пригодная только для технических нужд. Река Сагиз не имеет постоянного круглогодичного стока. Долина реки узкая, до 30÷60 м, шириной, русло невысокое – 1,5÷2,0 м, но интенсивно размываемое. Питание реки происходит за счет снеготаяния и дождей, поэтому основной объем годового стока (до 80÷90%) приходится на весенний паводок; в остальное время года река сильно мелеет, трансформируясь в непрерывную цепь плесов.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых работ могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении работ, строительных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период работ.

3.5.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Атмосферный воздух является основным объектом окружающей среды, на который окажет воздействие намечаемая деятельность строительства. Качество атмосферного

воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и здоровье населения.

Факторами воздействия на объект природной среды – атмосферный воздух – являются выбросы загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников в период проведения работ, строительства объектов. Источниками выбросов ЗВ в атмосферу является работа строительных машин, оборудования в период проведения бурения.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

На данной стадии выполнения отчета, когда имеются только общие предварительные технические решения, возможно получение только ориентировочных значений показателей, которые будут уточняться на последующих стадиях проектирования.

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации проекта приняты следующие критерии: максимально-разовые концентрации (ПДКм.р.). Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1 ПДК.

4. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Недропользователем месторождения Шоба с 2020г является ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan», имеющее контракт №4322-УВС-МЭ от 01.09.2016г на добычу УВС.

Месторождение Шоба в географическом отношении расположено в западной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан. Байганинский район расположен в юго-западной части Актюбинской области. Административный центр – поселок Караулкельды с одноименной станцией расположен на железнодорожной магистрали Кандыагаш-Атырау в 240 км от областного центра города Актобе.

Месторождение Шоба расположено в 50 км от железнодорожной станции Сагиз и в 90 км от районного центра п. Караулкельды. Ближайшие населенные пункты – поселки Ебейти и Копа. Расстояние от месторождения Шоба до наиболее близлежащего поселка Ебейти составляет 12,5 км.

5. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ.

Данным проектом предусмотрена разработка месторождения Шоба.

Проектным документом, на основании которого в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения является «Проект разработки месторождения Шоба», согласованный ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК от 11.10.2022г №31/2).

К реализации был принят 2 вариант разработки, включающий в себя ввод из бурения одной вертикальной добывающей скважины, проведение ГТМ по ограничению водопритоков, дополнительной перфорации и перевод скважины Ш-6 под нагнетание при условии 100% обводнения, ГКО в скважинах Ш-7а и Ш-9, ввод скважины Ш-1 переводом из наблюдательного в добывающий фонд.

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробурено 17 скважин.

Эксплуатационный добывающий фонд на единственном эксплуатационном объекте месторождения (продуктивном горизонте Т₂-II) составляет 12 ед., из них 11 скважин (Ш-3, Ш-6, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш-15, Ш-2, Ш-7а) являются действующими, из них 1 скважина в простое (Ш-7а) и 1 скважина (Ш-16) бездействующей.

В эксплуатационном нагнетательном фонде числятся 2 скважины (Ш-9, Ш-21н), обе действующие.

Наблюдательный фонд составляет 1 скважина (Ш-1).

В ликвидированном фонде 2 скважины, в т.ч. 1 по геологическим причинам (Ш-201) и 1 – по техническим (Ш-7).

Из добывающих скважин все 12 эксплуатируются механизированным способом (ШВНУ) при оборотах 60-70 об./мин на щадящем режиме, согласно рекомендациям действующего проектного документа (ПР-2022г).

В 2023г была пробурена новая скважина Ш-16, находящаяся на дату отчета в бездействии по причине необустроенности. Скважин Ш-7а находится в простое, по причине прорывов газа.

5.1. Технологические показатели вариантов разработки

Согласно принятой в рамках настоящего проекта стратегии, значительных изменений в реализуемой системе разработки не предусматривается по экономическим причинам. С учетом Технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик, добывных возможностей продуктивных пластов, их остаточных запасов, принятых местоположений скважин, их конструкций и других параметров, по трем основным вариантам рассчитаны технологические показатели разработки.

Разработка месторождения будет реализована на естественном упруго-водогазонапорном режиме с дополнительным поддержанием пластового давления посредством заводнения.

В рамках проекта рассчитаны 3 основных варианта разработки, отличающиеся количеством вводимых в эксплуатацию новых добывающих скважин и водоизоляционными работами.

В таблицах 5.1.1, 5.1.2, 5.1.3 представлены прогнозные технологические показатели разработки по рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки газонефтяной залежи и 1 варианту по разработке газовой шапки месторождения.

Таблица 5.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	4,2	17,0	32,8
2025	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	4,1	16,9	62,5
2026	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	3,9	16,8	62,0
2027	1	1	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,2	17,5	67,0
2028	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,4	18,1	72,4
2029	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,2	18,0	71,7
2030	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,9	17,9	71,1
2031	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,8	17,8	70,5
2032	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,6	17,8	70,0
2033	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,4	17,7	69,4
2034	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,2	17,6	68,8
2035	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,1	17,5	68,3
2036	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,9	17,4	67,8
2037	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	3,0	18,4	65,9
2038	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,9	18,3	65,4
2039	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,7	18,2	64,9
2040	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,6	18,1	64,5
2041	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,5	18,1	64,0
2042	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,4	18,0	63,6
2043	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,2	17,9	63,1
2044	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,1	17,8	62,7
2045	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,0	17,7	62,3
2046	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	1,9	17,7	61,9
2047	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	1,9	17,6	61,5

Таблица 5.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачки, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2024	9,2	1,9	2,9	166,9	35,3	0,089	36,9	36,9	436,5	384,7	75,1	22,8	228,8	65,0	52,5	0,231	5,456
2025	17,0	3,6	5,5	183,9	38,9	0,098	70,4	70,4	506,9	455,1	75,9	43,3	272,1	65,0	54,2	0,427	5,883
2026	16,3	3,4	5,6	200,1	42,3	0,107	70,1	70,1	576,9	525,2	76,8	43,0	315,1	65,0	55,4	0,409	6,292
2027	18,0	3,8	6,6	218,1	46,1	0,116	75,5	75,5	652,5	600,7	76,2	46,4	361,5	65,0	56,5	0,453	6,745
2028	19,7	4,2	7,7	237,8	50,3	0,127	81,5	81,5	734,0	682,2	75,9	50,2	411,7	65,0	57,4	0,495	7,241
2029	18,7	4,0	8,0	256,5	54,2	0,137	81,2	81,2	815,2	763,4	76,9	49,8	461,5	65,0	58,1	0,471	7,711
2030	17,8	3,8	8,2	274,3	58,0	0,146	80,8	80,8	896,0	844,2	78,0	49,3	510,8	65,0	58,7	0,447	8,159
2031	16,9	3,6	8,5	291,2	61,6	0,155	80,4	80,4	976,4	924,6	79,0	48,9	559,7	65,0	59,2	0,425	8,584
2032	16,1	3,4	8,8	307,3	65,0	0,164	80,1	80,1	1056,5	1004,7	79,9	48,5	608,2	65,0	59,7	0,405	8,989
2033	15,3	3,2	9,2	322,6	68,2	0,172	79,7	79,7	1136,2	1084,4	80,8	48,1	656,4	65,0	60,0	0,385	9,373
2034	14,6	3,1	9,7	337,2	71,3	0,180	79,3	79,3	1215,5	1163,7	81,6	47,7	704,1	65,0	60,3	0,366	9,739
2035	13,9	2,9	10,2	351,0	74,2	0,187	79,0	79,0	1294,4	1242,7	82,5	47,4	751,5	65,0	60,6	0,348	10,088
2036	13,2	2,8	10,8	364,2	77,0	0,194	78,6	78,6	1373,0	1321,3	83,2	47,0	798,5	65,0	60,8	0,332	10,419
2037	12,5	2,6	11,5	376,7	79,6	0,201	76,5	76,5	1449,6	1397,8	83,7	45,7	844,2	65,0	61,1	0,314	10,734
2038	11,9	2,5	12,4	388,6	82,2	0,207	76,2	76,2	1525,7	1474,0	84,4	45,3	889,5	65,0	61,2	0,299	11,033

2039	11,3	2,4	13,4	399,9	84,6	0,213	75,8	75,8	1601,5	1549,8	85,1	45,0	934,6	65,0	61,4	0,28 5	11,318
2040	10,8	2,3	14,8	410,7	86,8	0,219	75,5	75,5	1677,0	1625,3	85,7	44,7	979,3	65,0	61,6	0,27 1	11,589
2041	10,3	2,2	16,5	421,0	89,0	0,224	75,1	75,1	1752,2	1700,4	86,3	44,4	1023,7	65,0	61,7	0,25 8	11,848
2042	9,8	2,1	18,8	430,8	91,1	0,230	74,8	74,8	1827,0	1775,2	86,9	44,1	1067,8	65,0	61,8	0,24 6	12,094
2043	9,3	2,0	22,1	440,1	93,1	0,235	74,5	74,5	1901,4	1849,7	87,5	43,8	1111,6	65,0	62,0	0,23 5	12,329
2044	8,9	1,9	27,1	449,0	94,9	0,239	74,1	74,1	1975,6	1923,8	88,0	43,5	1155,1	65,0	62,1	0,22 4	12,552
2045	8,5	1,8	35,3	457,5	96,7	0,244	73,8	73,8	2049,4	1997,6	88,5	43,2	1198,3	65,0	62,2	0,21 3	12,765
2046	8,1	1,7	52,1	465,6	98,4	0,248	73,5	73,5	2122,8	2071,1	89,0	42,9	1241,2	65,0	62,3	0,20 3	12,969
2047	7,7	1,6	100,0	473,3	100,1	0,252	73,1	73,1	2196,0	2144,2	89,5	42,7	1283,9	65,0	62,4	0,19 4	13,162

Таблица 5.1.3 – Характеристика основного фонда и показателей разработки газовой шапки. Вариант 1

Срок разработки, годы	Годы	Количество газовых скважин Нскв., ед.	Дни работы 1 скважины Траб, сут.	Процент от قابс.св., %	Годовая добыча газа Q _г , тыс. м ³	Накопленная добыча газа ΣQ _г , тыс. м ³	Коэффициент извлечения газа КИГ, д.ед.	Пластовое давление на начало года Рпл, МПа	Пластовое давление на конец года Рпл, МПа	Забойное давление Рзаб, МПа	Устьевое давление Руст, МПа
1	2030	1	182,5	49,1	3214,2	3214,2	0,018	6,00	5,89	5,37	4,83
2	2031	1	328,5	49,8	5731,1	8945,3	0,049	5,89	5,70	5,27	4,74
3	2032	1	328,5	51,2	5632,5	14577,8	0,081	5,70	5,52	5,08	4,57
4	2033	1	328,5	52,6	5533,9	20111,7	0,111	5,52	5,33	4,89	4,40
5	2034	1	328,5	54,1	5435,3	25547,0	0,141	5,33	5,15	4,71	4,23
6	2035	1	328,5	55,6	5336,7	30883,7	0,171	5,15	4,98	4,53	4,07
7	2036	1	328,5	57,3	5238,1	36121,8	0,200	4,98	4,80	4,35	3,91
8	2037	1	328,5	59,0	5139,5	41261,3	0,228	4,80	4,63	4,17	3,76
9	2038	1	328,5	60,8	5040,8	46302,1	0,256	4,63	4,47	4,00	3,60
10	2039	1	328,5	62,7	4942,1	51244,2	0,283	4,47	4,30	3,84	3,45
11	2040	1	328,5	64,8	4843,5	56087,7	0,310	4,30	4,14	3,67	3,31
12	2041	1	328,5	66,9	4744,8	60832,5	0,336	4,14	3,98	3,51	3,16
13	2042	1	328,5	69,2	4646,1	65478,5	0,362	3,98	3,83	3,36	3,02
14	2043	1	328,5	71,5	4547,3	70025,9	0,387	3,83	3,68	3,20	2,88
15	2044	1	328,5	74,0	4448,6	74474,4	0,411	3,68	3,53	3,05	2,75
16	2045	1	328,5	76,6	4349,8	78824,2	0,435	3,53	3,39	2,90	2,61
17	2046	1	328,5	79,3	4251,0	83075,2	0,459	3,39	3,25	2,76	2,48
18	2047	1	328,5	82,1	4152,2	87227,4	0,482	3,25	3,11	2,62	2,36

Таблица 5.1.4 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта

№№ п/п	Наименование	Г объект
1	2	3
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., $10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$	7,0
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	19,7
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	4,2
4	Год выхода на проектный уровень	2028
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	81,5
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. $\text{м}^3/\text{год}$	0,495
8	Проектный уровень закачки воды, тыс. $\text{м}^3/\text{год}$	50,2
9	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	18
10	в том числе: добывающих	13
11	нагнетательных	2
12	специальных	
13	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	1
14	в том числе: добывающих	1
15	нагнетательных	
16	специальных	
17	Фонд резервных скважин, шт.	0
18	Фонд скважин-дублеров, шт.	
19	Накопленная добыча за проектный период, тыс. т: нефти	315,6
20	жидкости	1796,4
21	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т: нефти	473,3
22	жидкости	2196,1
23	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,252
24	Средняя обводненность к концу разработки, %	89,5

5.2. Действующая система внутри промыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» должна удовлетворять следующим требованиям:

- ✓ обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- ✓ обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- ✓ обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- ✓ обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- ✓ обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима эксплуатации скважины и контроля за разработкой;
- ✓ обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- ✓ обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- ✓ обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- ✓ устьевые давления;
- ✓ газосодержание добываемой продукции;

- ✓ геологические характеристики добываемой продукции;
- ✓ содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;
- ✓ схему расположения проектных добывающих скважин;
- ✓ ожидаемые дебиты нефти и газа;
- ✓ прогнозируемый уровень обводненности;
- ✓ близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и
- ✓ газопроводных систем;
- ✓ удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутринефтепромыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- ✓ эксплуатационные скважины;
- ✓ индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;
- ✓ все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- ✓ все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхним и нижним уровням основных технологических параметров (давление, температура, уровни в емкостном оборудовании и т.п.), системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Обустройством месторождения Шоба предусмотрена организация герметизированной системы сбора и транспорта нефти от скважин до УПН.

Установка подготовки нефти обеспечивает прием, оперативный замер и подготовку сырой нефти, транспортируемой от скважин, а также накопление и хранение нефти в резервуарах и отправку подготовленной товарной нефти до потребителя автотранспортом.

Транспортировка сырой нефти от скважин до УПН месторождения Шоба осуществляется по однострунной лучевой герметизированной системе сбора, где скважинная продукция от каждой скважины подается по отдельной выкидной линии до АГЗУ (автоматизированная групповая замерная установка), далее потоки объединяются в общий коллектор и поступают на УПН. На АГЗУ производится поочередный оперативный замер дебита скважинной продукции.

Также, на УПН предусмотрена подземная приемная емкость для приема сырой нефти, привозимой на УПН автотранспортом.

По результатам исследования свойств и состава нефти месторождения Шоба, технологическими решениями настоящего проекта приняты следующие основные технологические процессы, позволяющие провести первичную подготовку нефти на месторождении:

1. разделение скважинного флюида на две фазы: жидкость и газ;
2. закачка в нефтеводяную эмульсию реагента – деэмульгатора;
3. подогрев нефти;
4. разделение нефтеводяной эмульсии на нефть и воду;
5. перекачка нефти и воды в различных направлениях в пределах технологической цепочки УПН;
6. промывка нефти пресной водой для обессоливания;
7. отстой нефти от промывочной воды и сброс воды;
8. налив нефти и воды в автоцистерны для дальнейшей транспортировки;
9. 2-х ступенчатая сепарация попутного газа;
10. утилизация газа в печах подогрева нефти в качестве топлива.

В качестве вспомогательных технологических процессов, технологической схемой предусмотрено:

1. горячая циркуляция нефти в пределах УПН для поддержания необходимых температур в резервуарах накопления нефти;
2. дренаж технологических аппаратов и оборудования.

Технологическая схема, принятая к реализации на установке подготовки нефти месторождения Шоба, выглядит следующим образом:

Скважинная продукция поступает от скважин по выкидным линиям до АГЗУ, где производится оперативный замер дебита скважин поочередно, по заданной схеме подключения. После АГЗУ все потоки от выкидных линий объединяются в один общий коллектор и поступают на УПН для дальнейшей подготовки.

На данном этапе в общий коллектор с помощью блока дозирования реагента БДР-1 в смесь подается реагент деэмульгатор. Скважинная продукция по общему коллектору поступает на НГС (нефтегазовый сепаратор) для дегазации. Далее, нефтяная эмульсия поступает на отстойник нефти ОГН-1, где происходит отделение пластовой воды.

Отделившийся в процессе дегазации газ поступает в газовый сепаратор СЦВ-8г, где происходит его вторая ступень сепарации, и далее осушенный газ поступает в качестве топлива на печи подогрева ПП-0,63. Контроль и управление подачи газового топлива на печи подогрева осуществляется с помощью шкафа газораспределительного ГСГО.

После прохождения через отстойник, нефть поступает на всасывающий коллектор насосов. На данном этапе в нефть добавляется пресная вода. Далее, под давлением насосов нефть проходит через печи подогрева нефти и поступает на второй отстойник нефти, аналогичный первому. В данном отстойнике происходит отделение промывочной воды, которая сбрасывается в специальную емкость. После первичного отстоя, нефть самотеком поступает в резервуары каскада отстоя нефти, где происходит окончательное гидростатическое отделение нефти от остаточной промывочной воды. Резервуары каскада отстоя нефти обвязаны таким образом, что позволяют нефти последовательно перетекать из верхнего уровня одного резервуара в нижний уровень последующего резервуара. Данная операция позволяет нефти после прохождения всего каскада, состоящего из трех резервуаров, полностью освободиться от воды. Далее нефть посредством перекачки насосами поступает в резервуары накопления нефти. После заполнения резервуаров накопления нефти, нефть посредством перекачки подается на стояк налива в автоцистерны и вывозится автотранспортом до потребителя.

Вода, выделившаяся на всех стадиях технологического процесса, поступает самотеком в подземную емкость, откуда по мере заполнения емкости, также перекачивается на стояк налива и вывозится автоцистернами.

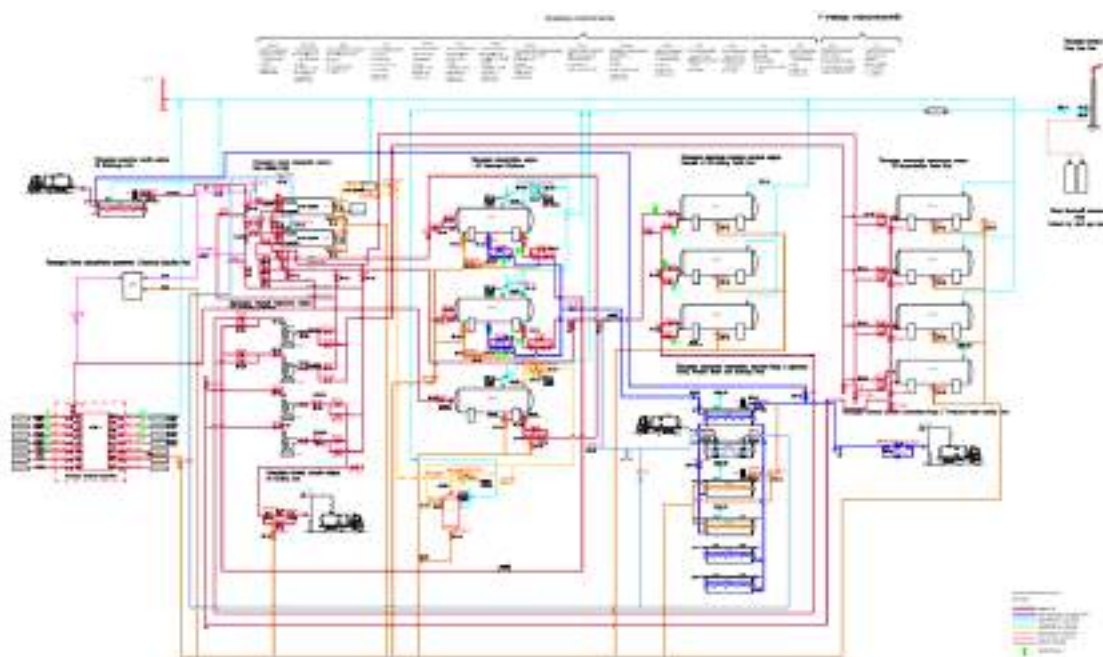


Рис. 5.2.1 - Принципиальная схема сбора, подготовки и отгрузки скважин месторождения Шоба

5.2.1 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения

В качестве источника водоснабжения на месторождении Шоба предложено использовать попутные воды. В случае, если объемов попутной воды для компенсации отбора жидкости будет недостаточно для ППД на заданном уровне (вариант 3), рекомендуется пробурить водозаборную скважину с вышележащих горизонтов. В таком случае, предварительно рекомендуется провести исследования с целью определения совместимости попутно-добываемой и водозаборной воды месторождения Шоба.

Сбор и хранение сточной воды производится на установке подготовки нефти, а по мере разработки месторождения и роста обводненности продукции - на участке подготовки воды.

Согласно предложенному варианту, максимальный объем закачки воды для ППД приходится на 2038г и составляет 84,3 тыс. м³, что определяет суточную потребность в закачиваемой воде в размере 231,0 м³/сут.

Мощности сооружений системы ППД должны быть рассчитаны в соответствии с приведёнными уровнями закачки и с учётом надёжной работы в данном климатическом поясе.

Для предотвращения снижения приемистости нагнетательной скважины, качество закачиваемой воды нормируется индивидуально с учетом характеристик флюидов и пласта. Во избежание осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям по СТ РК 1662-2007 приведённым ниже:

- При коррозионной активности свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;
- Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л;
- В нагнетаемой воде сероводород должен отсутствовать;
- Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержит сероводород;
- При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой не должно образовываться осадка, т.е. воды должны быть совместимы и не снижать приемистость нагнетательных скважин более чем на 20%;
- Допустимое содержание нефтепродуктов и механических примесей устанавливается в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора объекта разработки.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен, исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сероводорода и СВБ в воде не допускается. СВБ часто присутствуют в подземных и поверхностных водах и, попадая вместе с закачиваемой водой в нефтяные пласты, они с другими типами бактерий образуют биоценоз, продуктами жизнедеятельности которого являются сероводород и углекислый газ. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования.

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в обязательный комплекс промышленных исследований входит регулярное проведение замеров количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды. Определения содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно. Исследования по определению основного компонентного состава, определению растворенных газов, железа и СВБ рекомендуется проводить с периодичностью 1 раз в месяц.

5.2.2 Проектные решения по переработке и утилизации попутного газа

В связи с относительно небольшими объемами добычи попутного газа, газ используется для собственных нужд в качестве топлива для печей подогрева. Объектами потребления попутного газа на период разработки месторождения Шоба контрактной территории ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» являются печи подогрева ПП - 0,63 в количестве 2 шт.

Печи подогрева оборудованы газожидкостной комбинированной горелкой, что позволяет при недостаточности сырого газа дополнительно использовать дизельное топливо в печах подогрева.

С 2030 года планируется добыча газа из газовой шапки. На месторождении будет установлен один ГПЭС мощностью 1500 кВт/час для выработки электроэнергии. Газ из газовой шапки будет полностью использоваться для работы ГПЭС.

В таблице 6.5.1 представлены показатели распределения добычи газа по месторождению Шоба на период 2024-2026гг.

В таблице 6.5.2 представлены показатели распределения добычи газа по месторождению Шоба на период 2030-2032гг.

Таблица 5.2.1 - Показатели распределения добычи сырого газа по месторождению Шоба на 2024-2026гг

№№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Годы		
			2024	2025	2026
1	Добыча нефти	тыс.тонн	9,2	17,0	16,3
2	Добыча попутного газа	млн.м ³	0,231	0,427	0,409
3	Печи подогрева	млн.м ³	0,231	0,427	0,409
4	Технологически неизбежное сжигание газа, в т.ч.	млн.м ³	-	-	-

Таблица 5.2.2 - Показатели распределения добычи сырого газа по месторождению Шоба на 2030-2032гг

№№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Годы		
			2030	2031	2032
1	Добыча попутного газа	млн.м ³	0,447	0,425	0,405
2	Добыча газа из газовой шапки	млн.м ³	3,214	5,731	5,632
3	печи подогрева	млн.м ³	0,4	0,4	0,4
4	ГПЭС		3,214	5,731	5,632
5	Технологически неизбежное сжигание газа, в т.ч.	млн.м ³	-	-	-

5.2.3 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

В рамках настоящего Проекта разработки не предусматривается закачка специальных рабочих агентов для повышения нефтеизвлечения, помимо попутной воды.

5.3. Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважины проектируется с учетом литолого-стратиграфического разреза и физических особенностей вскрываемых пород, предупреждения осложнений и обеспечения проведения предусмотренного комплекса исследовательских работ. Для проектируемых скважин с проектными глубинами 887м принимается следующая конструкция скважин:

- Для вертикальных скважин (таблица 5.3.1):

1. Направление Ø 339,7мм устанавливается на глубину 40 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.

2. Кондуктор Ø 244,5мм спускается на глубину 308 м. Цементируется до устья. На кондукторы устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО).

3. Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины 887 м с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. Цементируется до устья. Путём установки на колонную обвязку арматура фонтанная (ФА).

- Для горизонтальных скважин (таблица 5.3.2):

1. Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 45м, это колонна служат для перекрытия возможных газовых и водосодержащих отложений, отложения склонны к осыпям, обвалом и прихватом. Цементируется до устья.

2. Техническая колонна Ø 244,5 мм, спускается на глубину 450м, это колонна служат для перекрытия возможных водосодержащих отложений, отложения склонны к осыпям, обвалом и прихватом, создает надежную устья скважины перед вскрытием нефтегазопроявляющих горизонтов, установки противовыбросового оборудования. Точная глубина определяется при бурении и соответствует глубине появления чистой глинистой породы, способной «держать» башмак колонны. Цементируется до устья.

3. Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется до устья.

Таблица 5.3.1 – Конструкция вертикальных скважин

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента за колонной
		скважины (долота)	обсадной колонны		
1	Направление	444,5	339,7	40,0	До устья
2	Кондуктор	311,1	244,5	308,0	До устья
3	Эксплуатационная	215,9	177,8	887,0	До устья

Таблица 5.3.2– Конструкция горизонтальных скважин

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента за колонной
		скважины (долота)	обсадной колонны		
1	Кондуктор	444,5	339,7	45/43,5-46,2	До устья
2	Техническая	311,1	244,5	450/44934-455,1	До устья
3	Эксплуатационная	215,9	177,8	920/915,9-929,0	До устья
4	Хвостовик	152,4	114,3	898,08-1203, 910-1325	-

6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ

Основными технологическими процессами, предопределяющими выбор состава оборудования, являются процессы бурения.

Работы по бурению осуществляются высокопроизводительными буровым станком.

Перечень технологического оборудования, разрешенного Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан. Утверждение (разрешение) данный перечень получил на основании Закона РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» утвержденный постановлением Правительства РК от 30.06.2006 года № 626, сертификатов соответствий.

При проведении работ предприятие старается использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню.

В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемые технологические оборудования при строительстве разведочно-эксплуатационных скважин соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологических оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до 700 кгс/см². Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться,

храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно).

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод.

Технологические оборудования (дизельный генератор и др.) приняты по всем рассматриваемым вариантам, исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов в пределах допустимого и дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

7. ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

8. ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

8.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 8.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 8.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы.

Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка.

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 8.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительный (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность

Средняя (9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.
Высокая (28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

Таблица 8.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальное</u> 1	<u>Кратковременное</u> 1	<u>Незначительное</u> 1	1- 8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченное</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2	9- 27	Воздействие средней значимости
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	28 - 64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

8.1.1. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 8.1.3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 8.1.3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 – х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 8.1.4.

Таблица 8.1.4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

8.2. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

8.2.1. Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха

Настоящим разделом в рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Шоба» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

При эксплуатации месторождения Шоба источниками воздействия на атмосферный воздух будет технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению представлены в разделе 5.

Разработка месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу при проведении:

- ✓ бурение и ввод в эксплуатацию добывающих скважин;
 - ✓ добыча и транспортировка углеводородного сырья;
- Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:
- ✓ пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.);
 - ✓ выхлопных газов при работе двигателей внутреннего сгорания дизельных установок;
 - ✓ легких фракций углеводородов от технологического оборудования (дренажная емкость, сепараторы, резервуары нефти, нефтеналивной стояк, насосы и запорно-регулирующая аппаратура);
 - ✓ продуктов сгорания топливного газа (факела, печь подогрева).

Источниками выбросов ЗВ являются: технологические оборудования, печи подогрева нефти, ФС и ЗРА, системы и сооружения основного и вспомогательного

производств, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции и углеводородного сырья.

Источники выбросов на период эксплуатации

ИЗА №0013 – Дизельная Генераторная Установка AJD132;
ИЗА №0014 – Технологическая печь ПП-0,63;
ИЗА №0016 – Отстойни к нефти;
ИЗА №0017 – Технологическая печь ПП-0,63
ИЗА №0019 - Отстойник нефти;
ИЗА №0020 – Каскадные емкости
ИЗА №0021– Каскадные емкости
ИЗА №0022– Каскадные емкости
ИЗА №0023 – Резервуар РГС
ИЗА №0024 – Резервуар РГС
ИЗА №0027 – Стояк налива нефти
ИЗА №0029 – Дизельная Генераторная Установка AJD170
ИЗА №0036 – ДизельныйгенераторDPE200
ИЗА №0037 – Дизельная генераторная установка AJD 132
ИЗА №0040 – Продувочная свеча
ИЗА №0041 – Продувочная свеча
ИЗА №0042 - Продувочная свеча
ИЗА №0043-0045 - Дизельная генераторная установка AJD 132
ИЗА №0047 – Резервуар РГС
ИЗА №0048 - стояк налива нефти
ИЗА №0055 – буровой станок АПР -60/80
ИЗА №0056-0057 – Дизельный генератор для КРС
ИЗА №0058, 0058 – Дизельная генераторная установка
ИЗА №6001 – Нефтегазосепаратор НГС-I-2,5-1200-2
ИЗА №6002- Газовый сепаратор
ИЗА №6003 – резервуар д/т
ИЗА №6004 – насос перекачки д/т
ИЗА №6005 – АГЗУ
ИЗА №6007-6008 –Консультный насос
ИЗА №6009 – Блок дозирования хим.реагентов
ИЗА №6012-6014 – Дренажная емкость
ИЗА №6015, №6016 –Консультный насос
ИЗА №6017-6019 – погружной насос
ИЗА №6024 – Блок дозирования хим. реагентов
ИЗА №6026-№6037 – Скважина ЗРА и ФС
ИЗА №6053 – Газовый сепаратор
ИЗА №6054 – Блок дозирования хим.реагентов
ИЗА №6055 – Скважина ЗРА и ФС
ИЗА №6056 – АГЗУ ЗРА и ФС
ИЗА №6057 – Емкость пластовой воды ЗРА и ФС
ИЗА №6058 – Входной манифольд
ИЗА №6059 – Площадка УПН ЗРА и ФС
ИЗА №6060 – резервуар Д/т
ИЗА №6061 -6062 – насос перекачки нефти
ИЗА №6063-6064 – погружной насос
ИЗА №6065 – Нефтегазосепаратор НГС-I-2,5-1200-2
ИЗА №6079-6080 – дренажная емкость
ИЗА №6081-6083 – насос перекачки нефти

ИЗА №6084 -дренажная емкость
ИЗА № 6085 - Замерная установка Спутник АМ-40-70-400
ИЗА №6086 – газовый сепаратор
ИЗА №6087 -газорегулятор
ИЗА №6088 – вытяжная свеча
ИЗА №6089-6092 – Глубинный насос перекачки нефти
ИЗА №6093-6094 – резервуар отстоя нефти ЗРА и ФС
ИЗА №6095 – Комплекто-блочная установка (ЗРА и ФС)
ИЗА №6097 – Сварочные работы
ИЗА №6098 - Приготовление цементного раствора
ИЗА №6099 – емкость бурового раствора
ИЗА №6100 -6103 – глубинный насос перекачки нефти
ИЗА №6104 – сварочные работы
ИЗА №6105 - ремонт щебеночных покрытий
ИЗА №6106 – земляные работы
ИЗА №6107 – лакокрасочные работы
ИЗА №6108 – Резервуар РГС – 70 д/т

8.2.2. Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве и испытании скважин

Проектом рассмотрено 3 варианта разработки месторождения, различающиеся количеством намечаемых к бурению скважин. По технико-экономическим расчетам рекомендован 2 вариант разработки. Вариант 1 (базовый).

Продолжение реализации решений утвержденного варианта разработки действующего проектного документа ПР-2022г, без перевода под нагнетание скважины Ш-6, в связи с притоком нефти в скважину после длительного ее бездействия, т.к. действующим проектом перевод под нагнетание данной скважины был предусмотрен в случае достижения 100% обводненности продукции. Так же дополнительно заложены ГТМ по борьбе с обводненностью продукции.

Согласно 1 варианту, эксплуатационный фонд скважин месторождения, в который на дату проекта входят 12 добывающих и 2 нагнетательные скважины остается соответственно факту.

Вариант 2 (рекомендуемый) основан на проектных решениях 1 варианта разработки. Дополнительно предусмотрен ввод из бурения одной горизонтальной добывающей скважины Ш-17 в 2027г.

Вариант 3 отличается от 2 варианта бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины Ш-18 в 2027г. Максимальные показатели среднесуточной добычи нефти и газа по 2 рекомендуемому варианту разработки с точки зрения технико-экономических расчётов составляют: нефти – 4,4 т/сут (2028г), жидкости – 18,1 т/сут, попутного газа – 1,375 м3/сут (2028г). Для газа из газовой шапки рассчитан 1 вариант разработки.

Добыча газа из газовой шапки запроектирована с 2030 года.

Максимальные показатели среднесуточной добычи газовой шапки составляет 39,6 м3/сут (2031г).

Согласно протоколу ГКЗ от 24.05.2024г №2672-24-У, утвержденные начальные запасы углеводородов месторождения Шоба составляют:

Нефти:

- по категории С1: геологические – 1876 тыс.т, извлекаемые – 473 тыс.т.;
- по категории С2 геологические – 18 тыс.т, извлекаемые – 2 тыс.т.

Растворенного газа:

- по категории С1: геологические – 49 млн.м3, извлекаемые - 13 млн.м3;

Запасы газа газовой шапки:

- по категории С1: геологические – 181 млн.м³, извлекаемые - 87 млн.м³.

В целом по месторождению доля запасов нефти по категории С1 составляет 99%. Ввиду незначительных геологических и извлекаемых запасов нефти категории С2 (всего 18,0/2,0 тыс.т), выявленных по результатам интерпретации материалов ГИС, испытание данного горизонта на дату проектирования предполагается экономически нецелесообразным.

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 17 ед. Из них 4 поисковые скважины, 3 оценочные скважины, 2 опережающе-добывающие, 1 нагнетательная и 7 эксплуатационных скважин.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха происходит в результате:

- продуктов сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания агрегатов и спецтехники, применяемых при выполнении основных работ;
- газообразных, аэрозольных веществ при работе основного технологического оборудования;
- испарений из емкостей для хранения ГСМ и жидких отходов бурения;
- пыли с поверхности узлов пересыпки и хранения сухого цемента.

Процесс строительства скважины состоит из следующих работ: строительно-монтажные работы, бурение и крепление, освоение и испытание, рекультивация.

Все производственные стадии цикла строительства скважин характеризуются последовательным выполнением работ.

Продолжительность цикла строительства скважин, с учетом бурения, крепления и испытания будет составлять – 47 сут., из них:

- ✓ строительно-монтажные работы- 10 суток;
- ✓ подготовительные работы к бурению- 1 суток;
- ✓ Бурение и крепление скважины – 21 сут.;
- ✓ Испытание скважины в эксплуатационной колонне – 10 суток;
- ✓ Техническая рекультивация – 5 суток.

Источниками загрязнения на период бурения скважин является:

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительно-монтажных и подготовительных работ являются:

Источник №0201. Дизель-генератор САГ.

Источник №6201. Сварочные работы

Источник №6202. Планировка территории (Погрузочно-разгрузочные работы)

Источник №6203. Разработка грунта экскаватором.

Источник №6204. Перемещение грунта бульдозером.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период бурения и крепления скважины являются:

Источник №0202. ДВС силового привода БУ ZJ-15.

Источник №0203. ДВС насосного блока БУ ZJ-15.

Источник №0204. Передвижная паровая установка (ППУ).

Источник №0205. Смесительная установка СМН-20.

Источник №0206. Дизельная электростанция для освещения 200кВт

Источник №0207. Цементируочный агрегат ЦА-320.

Источник №6205. Емкость бурового шлама.

Источник №6207. Блок приготовления цементного раствора.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период испытания скважины являются:

Источник №0208. Агрегат УПА-60/80.

Источник №0209. Дизельная электростанция для освещения 200кВт
Источник №0210. Цементируочный агрегат ЦА-320.
Источник № 0211. Емкость дизельного топлива.
Источник № 0212. Емкость моторного масла.
Источник № 0213. Емкость отработанного масла.
Источник № 6208. Насос для перекачки дизельного топлива.
Источник № 0214-0215. Емкость для нефти.
Источник № 0216. Площадка налива нефти.
Источник №6209. Насос технологический.
Источник №6210. Скважина.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха **в период технической рекультивации** скважины являются:

Источник №6211. Планировка территории (тех. рекультивация).
Источник №6212. Пересыпка грунта (тех. рекультивация).

При рассмотрении строительства 1 скважины были выделены всего 28 источников загрязнения, в том числе:

- *организованные – 16 единиц;*
- *неорганизованные – 12 единиц.*

В период строительство месторождения Шоба, в атмосферный воздух выбрасываются 20 наименований загрязняющих веществ, 4 групп суммаций.

№	Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
1	0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)
2	0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)
3	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
4	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
5	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)
6	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
7	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
8	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
9	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
10	0410	Метан (727*)
11	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
12	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
13	0602	Бензол (64)
14	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
15	0621	Метилбензол (349)
16	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)
17	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)
18	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
19	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)
20	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)
Группа суммаций		
6007	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
6037	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
6041	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
6044	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят.

Продолжительность испытания одного объекта скважины не превышает девяносто дней для каждого объекта скважины, согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании», Ст.146, п.5.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, при бурении и испытании скважин на месторождении Шоба приведены в таблицах 3.1.

ЭРА v3.0

Таблица 3.1.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение
при строительстве скважины

р/н Байганин, при бурении месторождения Шоба

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м ³	ПДК среднесу- точная, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00208	0.000695	0.017375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000179	0.0000598	0.0598
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.7029178	6.0534284	151.33571
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.276725	0.98368216	16.3947027
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.08920175	0.2777909581	5.55581916
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.7172779	2.529515	50.5903
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.007326996	0.00634471	0.79308875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1.922358333	6.548724	2.182908
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0001458	0.00004875	0.00975
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды		0.2	0.03		2	0.000642	0.0002145	0.00715

	неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50	8.839028	7.82158	0.1564316
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30	3.27404	2.88702	0.096234
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.04267946	0.0370128	0.370128
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.01341612	0.0116308	0.058154
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.02683224	0.0232618	0.03876967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000001868	0.0000093622	9.3622
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.019990275	0.0673589162	6.73589162
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0002166	0.0001458	0.002916
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.430690875	1.6178560419	1.61785604
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	4.44227618	0.50873	5.0873
В С Е Г О :						21.808026197	29.3751087984	250.472485

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение
при эксплуатации месторождения

р/н Байганин, при эксплуатации месторождения Шоба

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0.00914	0.004805	0.120125
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0.001237	0.0005365	0.5365
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	3.91169136667	27.530717077	688.267927
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0.67623072733	5.12073373	85.3455622
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0.26306089409	1.747874459	34.9574892
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1.01889998667	4.702138748	94.042775
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0.00049593	0.005332869	0.66660863
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.40647486275	24.327546479	8.10918216
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0.0004743	0.000221	0.0442
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натриягексафторалюминат) (Фторидынеорганические плохо растворимые/в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0.000917	0.000262	0.00873333
0410	Метан (727*)				50		2.154395454	0.690083147	0.01380166
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		4.778251852	11.957840588	0.23915681

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.41039836	4.426545318	0.14755151
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0.002489898	0.025937272	0.25937272
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0.0132824468	0.075653978	0.37826989
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0.0015660236	0.016308454	0.02718076
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0.00000613	0.0000495903	49.5903
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0.0225	0.002982	0.005964
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0.0613	0.450815	45.0815
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0.00625	0.045	0.045
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1.52731466698	11.2021454	11.2021454
2908	Пыль неорганическая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0.199429	2.562476	25.62476
	В С Е Г О :						18.4658058989	94.8960046093	1044.71411

Таблица 3.3 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов в период строительство скважины

Произ- водств о	Це х	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работ ы в году	Наименован ие источника выброса вредных веществ	Номер источни ка выбросо в на карте- схеме	Высота источни ка выбросо в, м	Диамет р устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.		Наименован ие газоочистны х установок, тип и мероприяти я по сокращению выбросов	Вещество, по которому производит ся газоочистка	Кoeffи- циент обеспече н-ности газо- очисткой , %	Среднеэкс- плуа-тационная степень очистки/ максимальна я степень очистки, %	Код вещест ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жени я НДВ		
												точ.ист. /1- го конца линейного источника /центра площадног о источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадног о источника											г/с	мг/м3
		Наименование	Количество, шт.						Скорост ь, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп е- ратур а смеси , оС	X1	Y1							X2	Y2	г/с		мг/м3	т/год
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
Площадка 1																									
001		Дизель-генератор САГ	1	240		0201	3	0.03	0.16	0.000111		211	208							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3438933	3098138.14	2.6686208	2028
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0558827	503447.45	0.43365088	2028
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0159924	144075.523	0.11913516	2028
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1343333	1210210.21	1.04243	2028
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3470278	3126376.38	2.710318	2028
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3.83E-07	3.45	0.00000417	2028
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0038386	34581.757	0.02978431	2028
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0927538	835619.892	0.71480885	2028
002		ДВС силового привода БУ ZI-15.	1	504		0202	3	0.03	0.95	0.000673		230	201							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3072	531.758	0.0610304	2028
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04992	86.411	0.00991744	2028
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.014286	24.729	0.00272458	2028
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.12	207.718	0.02384	2028
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.31	536.605	0.061984	2028

																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3.42E-07	0.0006	9.5E-08	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003429	5.936	0.00068116	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.082857	143.424	0.01634742	2028
002		ДВС насосного блока БУ ZJ-15	1	504		0203	3	0.03	1	0.00071		201	203						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3754667	528826.292	2.9791616	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0610133	85934.272	0.48411376	2028
																			0328	Углерод (Саж, Углерод черный) (583)	0.0174607	24592.489	0.13299862	2028
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1466667	206572.77	1.163735	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3788889	533646.323	3.025711	2028
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4.18E-07	0.589	4.655E-06	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.004191	5902.817	0.03325024	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1012697	142633.334	0.79798938	2028
002		Передвижная паровая установка (ППУ)	1	504		0204	3	0.03	0.59	0.00042		200	200						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01864	44380.952	0.0336	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00303	7214.286	0.00546	2028
																			0328	Углерод (Саж, Углерод черный) (583)	0.004375	10416.667	0.00788	2028
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.103	245238.095	0.1852	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2433	579285.714	0.438	2028
002		Смесительная установка СМН-20	1	210		0205	3	0.03	0.16	0.000114		204	209						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.11264	988070.175	0.063616	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.018304	160561.404	0.0103376	2028
																			0328	Углерод (Саж, Углерод черный) (583)	0.0052382	45949.123	0.00284001	2028

																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	385964.912	0.02485	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1136667	997076.018	0.06461	2028
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1.25E-07	1.096	9.94E-08	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0012573	11028.947	0.00071001	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0303809	266499.123	0.01703999	2028
002		Дизельная электростанция для освещения 200кВт	1	504		0206	3	0.03	0.32	0.000228		201	195						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0846889	371442.544	0.01376	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0137619	60359.211	0.002236	2028
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0071944	31554.386	0.0012	2028
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0113056	49585.965	0.0018	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	324561.404	0.012	2028
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.439	2.2E-08	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0015417	6761.842	0.00024	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.037	162280.702	0.006	2028
002		Цементировочный агрегат ЦА-320	1	210		0207	3	0.03	0.18	0.000127		205	190						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.11264	886929.134	0.063616	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.018304	144125.984	0.0103376	2028
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0052382	41245.669	0.00284	2028
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	346456.693	0.02485	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода,	0.1136667	895013.386	0.06461	2028

																				Угарный газ) (584)				
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000 1	0.787	9.94E-08	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001257 3	9900	0.00071	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.003809 3	29994.48 8	0.01704	2028
003		Агрегат УПА- 60/80	1	240		0208	3	0.03	0.19	0.00013 4		207	210						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.150186 7	1120796. 27	0.092569 6	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024405 3	182129.1 04	0.015042 6	2028
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.006984 3	52121.64 2	0.004132 6	2028
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666 7	437811.1 94	0.03616	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.151555 6	1131011. 94	0.094016	2028
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000 2	1.493	0.000000 1	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001676 4	12510.44 8	0.001033 2	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.040507 9	302297.7 61	0.024795 4	2028
003		Дизельная электростанция для освещения 200кВт	1	240		0209	3	0.03	0.24	0.00017 1		209	215						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.084688 9	495256.7 25	0.01376	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761 9	80478.94 7	0.002236	2028
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194 4	42072.51 5	0.0012	2028
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305 6	66114.62	0.0018	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	432748.5 38	0.012	2028
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000 1	0.585	2.2E-08	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541 7	9015.789	0.00024	2028

																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.037	216374.269	0.006	2028
003		Цементировочный агрегат ЦА-320	1	50		0210	3	0.03	0.2	0.000144		203	213						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.11264	782222.222	0.063616	2028
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.018304	127111.111	0.0103376	2028
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0052382	36376.389	0.00284	2028
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	305555.556	0.02485	2028
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1136667	789352.083	0.06461	2028
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.694	9.94E-08	2028
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0012573	8731.25	0.00071	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0038093	26453.472	0.01704	2028
003		Емкость дизельного топлива	1	240		0211	3	0.03	0.22	0.000156		200	220						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3.66E-06	23.462	0.00000223	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	8352.564	0.000795	2028
003		Емкость моторного масла	1	240		0212	3	0.03	0.19	0.000131		198	225						2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083	826.718	0.0000729	2028
003		Емкость отработанного масла	1	240		0213	3	0.03	0.31	0.000221		195	229						2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083	490.045	0.0000729	2028
003		Емкость для нефти	1	240		0214	3	0.03	0.29	0.000203		197	234						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00244	12019.704	0.002094	2028
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.945	14507389.2	2.53	2028
																			0416	Смесь углеводородов	1.09	5369458.13	0.935	2028

[illegible]

																			0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000642		0.0002145	2028
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000272		0.000091	2028
001		Планировка территории (Погрузочно-разгрузочные работы)	1	25		6202	2					118	180	10	10				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0231		0.0012	2028
001		Разработка грунта экскаватором	1	25		6203	2					118	180	10	10				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.01176		0.00051	2028

001		Перемещение грунта бульдозером	1	40		6204	2					118	180	10	10				2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinker, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.00714		0.000128	2028
002		Емкость бурового шлама	1	240		6205	2					118	180	10	10				0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0.00255		0.05502	2028
002		Блок приготовления цементного раствора	1	120		6207	2					118	180	10	10				2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinker, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	4.18E-06		0.000001	2028
003		Насос для перекачки дизельного топлива	1	240		6208	2					118	180	10	10				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1.668E- 06		0.000030 24	2028
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0.002014		0.0365	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0.000745		0.0135	2028
																			0602	Бензол (64)	9.73E-06		0.000176 4	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3.06E-06		0.000055 4	2028
																			0621	Метилбензол (349)	6.12E-06		0.000110 9	2028
003		Насос технологически й	1	240		6209	2					118	180	10	10				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1.668E- 06		0.000030 24	2028
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0.002014		0.0365	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0.000745		0.0135	2028
																			0602	Бензол (64)	9.73E-06		0.000176 4	2028
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3.06E-06		0.000055 4	2028
																			0621	Метилбензол (349)	6.12E-06		0.000110 9	2028

003		Скважина	1	8760		6210	2					118	180	10	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			0.15858	2028
004		Планировка территории (тех. рекультивация)	1	10		6211	2					118	180	10	10					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	2.2		0.2534	2028
004		Пересыпка грунта (тех. рекультивация)	1	10		6212	2					118	180	10	10					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	2.2		0.2534	2028

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2028 год

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

Про изв одс тво	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро сов	Высо та источ ника выбро сов, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по кото- рому произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год дос- тиже ния НДВ	
		Наименование	Количес- тво, шт.						г/с	мг/нм3	т/год															
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	
003		Дизельная Генераторная Установка AJD 132	1	4416	Выхлопная труба	0013	4	0.1	28.4	0.389932	400	457	123								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.224	1416.158	3.03584	2028
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0364	230.126	0.493324	2028
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.014583333	92.198	0.18974	2028
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.035	221.275	0.47435	2028
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.180833333	1143.252	2.46662	2028
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000035	0.002	0.000005218	2028
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035	22.127	0.047435	2028
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.084583333	534.747	1.13844	2028
003		Технологическая печь ППТ-0, 63	1	8760	Дымовая труба	*0014	7	0.55	0.84	0.1995701	397	432	345								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.116951	1438.204	0.22098989	2028
		Технологическая печь ППТ-0, 63	1	8760																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.018998	233.628	0.03579836	2028
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2254	2771.856	0.2532	2028
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.06606	812.373	0.334584	2028
003		Отстойник нефти	1	8760	Неорганизован	*0016	5	0.1	0.18	0.0014137		211	234								0410	Метан (727*)	0.06606	812.373	0.334584	2028
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00002028	14.324	0.0000253	2028
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02446	17302.115	0.0306	2028
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00904	6394.567	0.0113	2028
																					0602	Бензол (64)	0.0001181	83.540	0.0001477	2028
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000371	26.243	0.0000464	2028
003		Технологическая печь ППТ-0, 63	1	8760	Дымовая труба	*0017	7	0.55	0.84	0.1995701	397	432	345								0621	Метилбензол (349)	0.0000743	52.557	0.0000928	2028
		Технологическая печь ППТ-0, 63	1	8760																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.116951	1438.204	0.22098989	2028
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.018998	233.628	0.03579836	2028
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2254	2771.856	0.2532	2028
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.06606	812.373	0.334584	2028

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Таблица 3.3

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА

																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	182.612	2.30152	2028
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000666	0.0004	0.0000048686	2028
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666666	3.534	0.04426	2028
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	0.161111111	85.415	1.06224	2028

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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	
003		Дизельная Генераторная Установка AJD 132	1	4416	Выхлопная труба	0037	4	0.2	148. 01	4.6498822	400	457	123								предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)					
																				0301	Азота (IV) диоксид (	0.224	118.757	3.03584	2028	
																				0304	Азот (II) оксид (	0.0364	19.298	0.493324	2028	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.014583333	7.732	0.18974	2028	
																				0330	Сера диоксид (	0.035	18.556	0.47435	2028	
																					Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (					
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.180833333	95.871	2.46662	2028	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000035	0.0002	0.0000052179	2028	
																				1325	Формальдегид (	0.0035	1.856	0.047435	2028	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (	0.084583333	44.843	1.13844	2028	
																					Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)					
003		Факельная установка Факельная установка	1	8760	Труба факела	*0039	13	0.518	7	1.4779191	1865.8	451	85								0301	Азота (IV) диоксид (	0.03053978	161.891	0.066135108	2028
			1	288																	0304	Азот (II) оксид (	0.004962714	26.307	0.010746955	2028
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.025449816	134.909	0.055112589	2028
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.25449816	1349.092	0.551125897	2028
003		Продувочная свеча	1	4248	Выхлопная труба	0040	3	0.05	0.53	0.0010407	400	457	123								0410	Метан (727*)	0.006362454	33.727	0.013778147	2028
																					0410	Метан (727*)	0.671971	1591759.291	0.002379	2028
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.088694	210097.606	0.000314	2028
																						1502*)				
003		Продувочная свеча	1	4248	Выхлопная труба	0041	3	0.05	0.53	0.0010407	400	457	123								0410	Метан (727*)	0.671971	1591759.291	0.002379	2028
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.088694	210097.606	0.000314	2028
																						1502*)				
003		Продувочная свеча	1	4248	Выхлопная труба	0042	3	0.05	0.53	0.0010407	400	457	123								0410	Метан (727*)	0.671971	1591759.291	0.002379	2028
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.088694	210097.606	0.000314	2028
																						1502*)				
003		Дизельная Генераторная Установка AJD 132	1	4416	Выхлопная труба	0043	4	0.2	148. 01	4.6498822	400	457	123								0301	Азота (IV) диоксид (	0.224	118.757	3.03584	2028
																						Азота диоксид) (4)				
																					0304	Азот (II) оксид (	0.0364	19.298	0.493324	2028
																						Азота оксид) (6)				
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.014583333	7.732	0.18974	2028
																					0330	Сера диоксид (	0.035	18.556	0.47435	2028
																						Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (				
																						IV) оксид) (516)				

																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.180833333	95.871	2.46662	2028
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000035	0.0002	0.0000052179	2028
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035	1.856	0.047435	2028
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.084583333	44.843	1.13844	2028

ЭРА v3.0

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Таблица 3.3

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
003		Дизельная Генераторная Установка AJD 132	1	4416	Выхлопная труба	0044	4	0.2	148. 01	4.6498822	400	457	123								265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.224 0.0364 0.014583333 0.035 0.180833333 0.00000035 0.0035 0.084583333 0.224 0.0364 0.014583333 0.035 0.180833333 0.00000035 0.0035 0.084583333 0.00002028 0.02446 0.00904	118.757 19.298 7.732 18.556 95.871 0.0002 1.856 44.843 118.757 19.298 7.732 18.556 95.871 0.0002 1.856 44.843 0.059 71.088 26.273	3.03584 0.493324 0.18974 0.47435 2.46662 0.0000052179 0.047435 1.13844 3.03584 0.493324 0.18974 0.47435 2.46662 0.0000052179 0.047435 1.13844 0.00001294 0.01562 0.00578	2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028
003		Дизельная Генераторная Установка AJD 132	1	4416	Выхлопная труба	0045	4	0.2	148. 01	4.6498822	400	457	123								0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.224 0.0364 0.014583333 0.035 0.180833333 0.00000035 0.0035 0.084583333 0.224 0.0364 0.014583333 0.035 0.180833333 0.00000035 0.0035 0.084583333 0.00002028 0.02446 0.00904	118.757 19.298 7.732 18.556 95.871 0.0002 1.856 44.843 118.757 19.298 7.732 18.556 95.871 0.0002 1.856 44.843 0.059 71.088 26.273	3.03584 0.493324 0.18974 0.47435 2.46662 0.0000052179 0.047435 1.13844 3.03584 0.493324 0.18974 0.47435 2.46662 0.0000052179 0.047435 1.13844 0.00001294 0.01562 0.00578	2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028 2028
003		Резервуар РГС	1	8760	Выхлопная труба	*0047	2	0.3	12	0.848232	400	457	123								0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00002028 0.02446 0.00904	0.059 71.088 26.273	0.00001294 0.01562 0.00578	2028 2028 2028

ЭРА v3.0 Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Таблица 3.3

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА

																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.014583333	34.241	0.0939	2028
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.035	82.179	0.23475	2028
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.180833333	424.594	1.2207	2028
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000035	0.0008	0.0000025823	2028
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035	8.218	0.023475	2028
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.084583333	198.600	0.5634	2028

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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	
003		Дизельная Генераторная Установка	1	4416	Выхлопная труба	0058	4	0.1	28.4	0.9804004	400	457	123								265П) (10)					
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.5632	1416.158	4.5568	2028	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.09152	230.126	0.74048	2028	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.036666667	92.198	0.2848	2028	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.088	221.275	0.712	2028	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.454666667	1143.252	3.7024	2028	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000088	0.002	0.000007832	2028	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0088	22.127	0.0712	2028	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.212666667	534.747	1.7088	2028	
003		Дизельная Генераторная Установка	1	4416	Выхлопная труба	0059	4	0.1	28.4	0.9804004	400	457	123								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.5632	1416.158	0.8352	2028
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.09152	230.126	0.13572	2028	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.036666667	92.198	0.0522	2028	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.088	221.275	0.1305	2028	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.454666667	1143.252	0.6786	2028	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000088	0.002	0.000001436	2028	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0088	22.127	0.01305	2028	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.212666667	534.747	0.3132	2028	
003		Нефтегазосепаратор НГС-I-2,	1	4416	Неорганизован	6001	1					423	330		3	3					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000244		0.000387902	2028

003	Газовый сепаратор	1	4416	Неорганизован	6002	1						123	867	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.029467103		0.468456221	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01089868		0.173262859	2028
																				0602	Бензол (64)	0.000142334		0.002262761	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000044733		0.000711154	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0.000089466		0.001422307	2028
003	Резервуар ДТ	1	4416	Выхлопная труба	6003	2					400	457	123	1	1					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000451861		0.007183498	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000122		0.000001521	2028
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.00434		0.0005411	2028

ЭРА v3.0

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Таблица 3.3

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
003	Насос перекачки ДТ	1	4416	Неорганизован	6004	0.5						567	893	4	4					265П) (10)					
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544		0.000865	2028
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.01936		0.3077	2028
003	АГЗУ	1	96	Неорганизован	6005	1						123	444	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.044744		0.015463	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.016481		0.005696	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834		0.000263	2028
003	Консольный насос	1	8760	Неорганизован	*6007	0.5						567	893	4	4					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007		0.3174	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725		0.1174	2028
																				0602	Бензол (64)	0.00004865		0.001533	2028
003	Консольный насос	1	8760	Неорганизован	*6008	2						122	345	1	1					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153		0.000482	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0.0000306		0.000964	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834		0.000263	2028
003	Блок дозирования химреагентов	1	4416	Неорганизован	6009	2						122	345	1	1					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007		0.3174	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725		0.1174	2028
																				0602	Бензол (64)	0.00004865		0.001533	2028
003	Дренажная емкость	1	4416	Неорганизован	6012							123	789	2	2					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153		0.000482	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0.0000306		0.000964	2028
																				1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0075		0.000982	2028
003																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000081		0.00000057	2028
																				0415	Смесь углеводородов	0.00978		0.000688	2028

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА

003	Погружной насос	1	8760	Неорганизован	*6018	3						444	122	5	2					0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002893	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000579	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000005	0.0001578	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1906	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0705	2028
003	Погружной насос	1	8760	Неорганизован	*6019	3						444	122	5	2					0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002893	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000579	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000005	0.0001578	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1906	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0705	2028
																				0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00000916	0.0002893	2028

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
003	Блок дозирования химреагентов	Скважина ЗРА и Ф	1	4416	Неорганизован	6024	1					211	234	2	2						о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001833		0.000579	2028
																					0621				
																					1052				
003	Скважина ЗРА и Ф		1	96	Неорганизован	6026	1					123	444	2	2						0415	0.029829		0.010309	2028
																					0416				
																					2754				
003	Скважина ЗРА и Ф		1	96	Неорганизован	6027	1					123	444	2	2						0415	0.029829		0.010309	2028
																					0416				
																					2754				
003	Скважина ЗРА и Ф		1	96	Неорганизован	6028	1					123	444	2	2						0415	0.029829		0.010309	2028
																					0416				
																					2754				

003		Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6029	1					123	444	2	2				0415	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.029829		0.010309	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.010987		0.003797	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0003034		0.000105	2028
003		Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6030	1					123	444	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.029829		0.010309	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.010987		0.003797	2028
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0003034		0.000105	2028
003		Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6031	1					123	444	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.029829		0.010309	2028

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
																					1502*)				
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.010987		0.003797	2028
																				2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0003034		0.000105	2028
003	Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6032	1						123	444	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.029829		0.010309	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.010987		0.003797	2028
																				2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0003034		0.000105	2028
003	Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6033	1						123	444	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.029829		0.010309	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.010987		0.003797	2028
																				2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0003034		0.000105	2028
003	Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6034	1						123	444	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (	0.029829		0.010309	2028

003	Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6035	1							123	444	2	2				1502*)	0.010987		0.003797	2028
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																				2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																				2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
003	Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6036	1							123	444	2	2				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.029829		0.010309	2028
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																				2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				
																				2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в				

ЭРА v3.0

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Таблица 3.3

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
003		Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6037	1					123	444	2	2					0415	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.029829		0.010309	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.010987		0.003797	2028
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0003034		0.000105	2028
003		Газовый сепаратор	1	4416	Неорганизован	6053						123	345	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000451861		0.007183498	2028
003		Блок дозирования химреагентов	1	4416	Неорганизован	6054	1					211	234	2	2					1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0075		0.000982	2028
003		Скважина ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6055	1					123	444	2	2					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.004231		0.001462	2028
003		АГЗУ ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6056	1					123	444	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.029829		0.010309	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.010987		0.003797	2028
003		Емкость пластовой воды	1	96	Неорганизован	6057	1					123	444	2	2					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.020498		0.007084	2028
003		Входной манифольд	1	96	Неорганизован	6058	1					123	444	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.044744		0.015463	2028

ЭРА v3.0

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА

003		Нефтегазосепаратор НГС-I-2, 5-1200-2	1	4416	Неорганизован	6065	1					423	330		3	3				0621	Метилбензол (349)	0.00000612		0.0001927	2028
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000244		0.000387902	2028	
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.029467103		0.468456221	2028	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01089868		0.173262859	2028	
																			0602	Бензол (64)	0.000142334		0.002262761	2028	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000044733		0.000711154	2028	
003		Дренажная емкость	1	4416	Неорганизован	6079						123	789		2	2				0621	Метилбензол (349)	0.000089466		0.001422307	2028
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000081		0.00000057	2028	
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00978		0.000688	2028	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00362		0.0002546	2028	
																			0602	Бензол (64)	0.00004725		0.000003325	2028	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001485		0.000001045	2028	
003		Дренажная емкость	1	4416	Неорганизован	6080						123	789		2	2				0621	Метилбензол (349)	0.0000297		0.00000209	2028
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000081		0.00000057	2028	
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00978		0.000688	2028	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00362		0.0002546	2028	
																			0602	Бензол (64)	0.00004725		0.000003325	2028	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001485		0.000001045	2028	
																			0621	Метилбензол (349)	0.0000297		0.00000209	2028	

ЭРА v3.0

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Таблица 3.3

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
003		Насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6081	0.5					567	893		4	4				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834		0.000263	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007		0.3174	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725		0.1174	2028
																				0602	Бензол (64)	0.00004865		0.001533	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153		0.000482	2028
003		Насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6082	0.5					567	893		4	4				0621	Метилбензол (349)	0.0000306		0.000964	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834		0.000263	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007		0.3174	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725		0.1174	2028
																				0602	Бензол (64)	0.00004865		0.001533	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153		0.000482	2028
003		Насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6083	0.5					567	893		4	4				0621	Метилбензол (349)	0.0000306		0.000964	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834		0.000263	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.01007		0.3174	2028

003	Дренажная емкость	1	4416	Неорганизован	6084															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725		0.1174	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0602	Бензол (64)	0.00004865		0.001533	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153		0.000482	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0621	Метилбензол (349)	0.0000306		0.000964	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000081		0.00000057	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00978		0.000688	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00362		0.0002546	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0602	Бензол (64)	0.00004725		0.000003325	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001485		0.000001045	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																				0621	Метилбензол (349)	0.0000297		0.00000209	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
003	Замерная установка Спутник АМ-40-70-400	1	96	Неорганизован	6085	1														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.040997		0.014168	2028																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
003	Глубинный насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6090		3					444	122	5	2					0602	Бензол (64)	0.00000973		0.0003066	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306		0.0000964	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0.00000612		0.0001927	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668		0.0000526	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014		0.0635	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745		0.0235	2028
003	Глубинный насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6091		3					444	122	5	2					0602	Бензол (64)	0.00000973		0.0003066	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306		0.0000964	2028
																				0621	Метилбензол (349)	0.00000612		0.0001927	2028
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668		0.0000526	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014		0.0635	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745		0.0235	2028
																				0602	Бензол (64)	0.00000973		0.0003066	2028

003	Глубинный насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6092	3					444	122	5	2					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306		0.0000964	2028
																			0621	Метилбензол (349)	0.00000612		0.0001927	2028
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668		0.0000526	2028
																			0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002014		0.0635	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.000745		0.0235	2028
																			0602	Бензол (64)	0.00000973		0.0003066	2028
003	Резервуар отстоя нефти ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6093	1					123	444	2	2					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306		0.0000964	2028
																			0621	Метилбензол (349)	0.00000612		0.0001927	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.006833		0.002361	2028
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.006833		0.002361	2028
003	Резервуар отстоя нефти ЗРА и Ф	1	96	Неорганизован	6094	1					123	444	2	2					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.006833		0.002361	2028
003	Комплекто-блочная установка (ЗРА и Ф)	1	96	Неорганизован	6095	1					123	444	2	2					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.004231		0.001462	2028
004	Сварочные работы	1	180	Неорганизован	6097	2					211	234	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00528		0.00257	2028
																			0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.000934		0.000358	2028
																			0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000216		0.00007	2028
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного	0.0898		0.00369	2028

ЭРА v3.0

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Таблица 3.3

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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
004		Емкость бурового раствора	1	265	Неорганизован	6099	2					211	234	2	2					2754	производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019125		0.001984	2028
003		Глубинный насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6100	3					444	122	5	2					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668		0.0000526	2028
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014		0.0635	2028
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745		0.0235	2028
																				0602	Бензол (64)	0.00000973		0.0003066	2028
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00000306		0.0000964	2028

003	Глубинный насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6101	3					444	122	5	2			о-, м-, п- изомеров) (203)			
																	0621 Метилбензол (349)	0.00000612	0.0001927	2028
																	0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000526	2028
																	0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.0635	2028
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.0235	2028
																	0602 Бензол (64)	0.00000973	0.0003066	2028
003	Глубинный насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6102	3					444	122	5	2			0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000964	2028
																	0621 Метилбензол (349)	0.00000612	0.0001927	2028
																	0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000526	2028
																	0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.0635	2028
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.0235	2028
																	0602 Бензол (64)	0.00000973	0.0003066	2028
003	Глубинный насос перекачки нефти	1	8760	Неорганизован	*6103	3					444	122	5	2			0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000964	2028
																	0621 Метилбензол (349)	0.00000612	0.0001927	2028
																	0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000526	2028
																	0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.0635	2028
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.0235	2028
																	0602 Бензол (64)	0.00000973	0.0003066	2028
004	Сварочные работы	1	170	Неорганизован	6104	2					211	234	2	2			0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000964	2028
																	0621 Метилбензол (349)	0.00000612	0.0001927	2028
																	0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00386	0.002235	2028
																	0143 Марганец и его соединения (в	0.000303	0.0001785	2028

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов на 2024 год

Байганинский район, ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» на период эксплуатации

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	
																					пересчете на марганца (IV) оксид) (327)					
																				0301	Азота (IV) диоксид (	0.00075			0.000411	2028
																				0337	Азота диоксид) (4) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.003694			0.002262	2028
																				0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0002583			0.000151	2028
																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо	0.000917			0.000262	2028

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА

8.2.3. Основные источники воздействия на окружающую среду при эксплуатации месторождения

По месторождению в целом рассмотрено 3 варианта разработки для нефтяной части залежи и 1 вариант разработки для газа газовой шапки.

Ниже представлено описание вариантов разработки.

Вариант 1 является базовым и предусматривает продолжение реализации решений утвержденного варианта разработки действующего проектного документа ПР-2022г, без перевод под нагнетание скважины Ш-6, в связи с притоком нефти в скважину после длительного ее бездействия, т.к. действующим проектом перевод под нагнетание данной скважины был предусмотрен в случае достижения 100% обводненности продукции и дополнительными ГТМ по борьбе с обводненностью продукции. Согласно 1 варианту, эксплуатационный фонд скважин месторождения, в который на дату отчета входят 12 добывающих и 2 нагнетательные скважины остается соответственно факту.

Вариант 2 (рекомендуемый) основан на проектных решениях 1 варианта разработки. Включает в себя ввод из бурения одной горизонтальной добывающей скважины Ш-17 в 2027г.

Вариант 3 отличается от 2 варианта бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины Ш-18 в 2027г.

Для газа из газовой шапки рассчитан вариант 1 разработки с использованием коэффициентов а и б, определенных при исследовании МУО, проведенном на скважине Ш-1. Добыча газа из газовой шапки запроектирована с 2030г, при достижении добычи 50% извлекаемых запасов нефти, согласно «Единым правилам...» (ЕПРКИН), с подключением одной добывающей скважины Ш-1, которая находится на дату проекта в наблюдательном фонде.

Как указывалось выше, особенностью месторождения Шоба является водоплавающий характер нефтяной залежи горизонта Т2-II с газовой шапкой, выделенного в качестве единственного эксплуатационного объекта. Месторождение имеет высокую обводненность продукции полученную, в основном, по причине форсированных отборов, практикуемых ранее предыдущей компанией-недропользователем. В этой связи, по 2 и 3 вариантам дальнейшей разработки месторождения, помимо «щадящих» режимов эксплуатации добывающих скважин, предлагаются ГТМ по борьбе с обводненностью продукции.

Эксплуатация месторождения

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем рассматриваемым вариантам, рассмотрен **2028 год разработки, который характеризуется максимальный добычей нефти**, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух по рекомендуемому варианту разработки.

8.2.4. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки месторождения Шоба проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии следующими действующими методиками:

- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов.;

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;
- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г., п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час. и др.;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период ввода скважин из консервации, в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Экологическая оценка проводилась по 3 представленным вариантам разработки, которые отличаются между собой количеством вводимых в эксплуатацию новых добывающих скважин (переводом с другого объекта или из бурения), конструкциями скважин и степенью воздействия на залежь.

Ориентировочные минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу планируются по варианту 1, но по технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки рекомендуется к реализации вариант 2.

В период реализации проекта предполагается ввод из бурения скважин по 2 варианту (рекомендуемый) разработки.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, присутствующим в выбросах и представлены в Приложении 1.

8.2.5. Возможные залповые и аварийные выбросы

Залповые выбросы в атмосферу являются специфической частью технологического процесса и происходят при проведении ремонтных работ, во время опорожнения и продувке технологических аппаратов.

Под аварийными выбросами понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действием человека или технических средств.

Аварийные выбросы возможны при нарушении герметичности трубопроводов. В составе выбросов будут присутствовать: углеводороды.

8.2.6. Предложения по установлению ориентировочных нормативов допустимых выбросов (НДВ)

Нормативы допустимых выбросов (НДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие

установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест, растительного и животного мира.

Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК. Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве ориентировочных нормативов эмиссий.

8.2.7. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования, в Казахстане для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» Приложение №12 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014г. №221-ө.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при эксплуатации месторождения, проводилось на программном комплексе «ЭРА-Воздух» версия 3.0., в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с Приложением № 12).

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ при эксплуатации месторождения взят расчетный прямоугольник размером 11500х7750 м, с шагом сетки 250 м.

Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Координаты расчетных площадок на карте-схеме приняты относительно основной системы координат.

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере,

фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе района расположения предприятия.

Для предприятия на основании расчетов рассеивания в исходный период определены выбросы с учетом фона.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на месторождении, произведен без учета фоновых концентраций вредных веществ в атмосфере и показал, что при разработке месторождения, концентрация на уровне СЗЗ не превысила допустимых нормативов.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что разработка месторождения Шоба при рассматриваемой организации системы сбора и подготовки добываемой продукции не приведет к превышению предельно- допустимой концентрации. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Графические результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в приложении 2.

8.2.8. Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферы

Предварительный анализ результатов расчетов показывает, что превышение ПДК загрязняющих веществ при разработке месторождения Шоба по рекомендуемому варианту, на границе нормативной СЗЗ не наблюдается.

Расчет уровня загрязнения атмосферы района проведения работ, при эксплуатации месторождения Шоба выявил, что на границе СЗЗ приземные концентрации по всем загрязняющим веществам не превышают 1 ПДК.

8.2.9. Уточнение размера санитарно-защитной зоны (области воздействия)

Согласно Экологического кодекса республики Казахстан Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК виды намечаемой деятельности и иные критерии, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, согласно Приложение 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК к объектам I категории пункт 1.3. разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов.

Нормативная санитарно-защитная зона для месторождений Шоба принимается равной 1000 м от территорий предприятия (I класс опасности).

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период эксплуатации месторождения, при рассматриваемой системе сбора, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

На территории СЗЗ предприятия отсутствуют населенные пункты, зоны заповедников, санаториев, курортов, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха.

8.2.10. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагоприятных территорий.

Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного

прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

Согласно «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Производственный мониторинг проводится природопользователем (оператором) на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Организация контроля за выбросами

В соответствии со статьей 182 Экологического кодекса Республики Казахстан, операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль

Целями производственного экологического контроля являются:

1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;

2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;

3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;

4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;

5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;

6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;

7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;

8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Порядок проведения производственного экологического контроля:

- ✓ производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.
- ✓ экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

В рамках осуществления производственного мониторинга выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях:

- 1) когда деятельность затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия может осуществляться оператором объекта индивидуально, а также совместно с операторами других объектов по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Оператор объекта ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в электронной форме в Национальный банк данных об окружающей среде и природных ресурсах Республики Казахстан в соответствии с правилами, утверждаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля должны быть опубликованы на официальном интернет-ресурсе уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Лицо, ответственное за проведение производственного экологического контроля, обязано обеспечить ведение на объекте или отдельных участках работ журналов производственного экологического контроля, в которые работники должны записывать обнаруженные факты нарушения требований экологического законодательства Республики Казахстан с указанием сроков их устранения.

Лица, ответственные за проведение производственного экологического контроля, обнаружившие факт нарушения экологических требований, в результате которого возникает угроза жизни и (или) здоровью людей или риск причинения экологического ущерба, обязаны незамедлительно принять все зависящие от них меры по устранению или локализации возникшей ситуации и сообщить об этом руководству оператора объекта.

8.2.11. Оценка воздействия на атмосферный воздух

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на атмосферный воздух в период разработки месторождения Шоба по каждому из вариантов разработки будет следующим:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *многолетний (постоянный) (4)* – продолжительность воздействия более 3 лет;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *слабый (2)* – изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка в пределах допустимых стандартов.

8.2.12. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

В данном разделе перечислены основные мероприятия по снижению количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при разработке месторождения Шоба, разработанных для данного проекта.

Для безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения и санитарно-защитной зоны;
- пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента, при выполнении земляных работ с эффективностью 90%;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;

проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

8.3. Описание возможных существенных воздействий. Оценка воздействия на состояние вод

8.3.1. Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ

Источниками воздействия на подземные воды, являются прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин, при нарушении правил обращения с отходами. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-

химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние поверхностных и подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами и пластовыми флюидами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти
- утечки горюче-смазочных веществ, случайные проливы буровых растворов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

8.3.2. Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод

В процессе осуществления намечаемой деятельности, с учетом принятых проектных решений и мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод не ожидается. Вода из поверхностных источников использоваться не будет. Пересечение водных объектов проектом также не предусмотрено.

Таким образом, негативное воздействие на поверхностные воды в процессе проведения проектируемых работ не предполагается.

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

В целом при разработке месторождения при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, не предвидится сильных воздействий на водные ресурсы. Комплекс водоохраных мероприятий, предусмотренных во время буровых операций, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

В целом на период разработки месторождения Шоба при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохраных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды.

Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый в период работ по разработке месторождения Шоба значительной мере при соблюдении проектных природоохраных требований, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *многолетний (постоянный) (4)* – продолжительность воздействия более 3 лет;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *слабый (2)* – изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на подземные воды присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

8.3.3. Мероприятия по охране водных ресурсов

Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;

- цементирование заколонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;

Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование заколонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ.

8.3.4. Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли.

Поступающие с поверхности земли загрязняющие вещества попадают, прежде всего, в горизонт грунтовых вод. Поэтому при изучении загрязнения подземных вод первоочередное и основное внимание должно быть уделено грунтовым водам.

В целях определения влияния производственной деятельности на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети.

Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины или колодцы от производственного объекта.

Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить ее пригодность для решения задач охраны подземных вод.

Точками отбора проб на изучение подземных вод будут являться места расположения существующих скважин или колодцев. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

В последующем, при дальнейшем осуществлении производственной деятельности для своевременного выявления и проведения оценки происходящих изменений окружающей среды рекомендуется организовать собственную сеть гидронаблюдательных скважин и осуществлять мониторинг качества грунтовых вод.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- ✓ обследование территории месторождения;
- ✓ замеры уровней и температуры воды;
- ✓ промер глубин;
- ✓ прокачка скважин перед отбором проб;
- ✓ отбор проб и лабораторные исследования.

В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- ✓ pH, общая минерализация (сухой остаток);
- ✓ макрокомпонентный состав подземных вод (HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , $\text{Na}+\text{K}^+$, Ca^{2+} , Mg^{2+});
- ✓ окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- ✓ суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- ✓ аммоний, нитриты, нитраты;
- ✓ СПАВ, БПК, ХПК;
- ✓ тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах.

8.3.5. Водопотребление и водоотведение

Строительство и бурение скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населённого посёлка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны обеззараживаются не менее одного раза в 10 дней.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд.

Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется из пробуренной на территории расположения буровой площадки водозаборной скважины.

Водоснабжение буровой бригады для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд осуществляется привозной бутилированной водой из ближайших населенных пунктов.

Техническая вода при строительстве скважин необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора, обмыва бурового оборудования и т. д. Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 40 м³.

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденный

приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209.

Расход воды на хоз.бытовые нужды для одного человека составляют 25 л/сут и 20 л/сут вода питьевого назначения на 1 человека (СНиП 2.04.01-85). Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах – 43 м³/сут, при испытании - 20 м³/сут (СНиП 2.04.01-85).

Водоотведение.

В процессе хозяйственно-бытовой и производственной деятельности образуются следующие виды сточных вод:

- ✓ хозяйственно-бытовые сточные воды;
- ✓ производственные стоки.

За отсутствием центральной канализационной сети, для отвода хоз. бытовых сточных предусмотрен бетонированный септик достаточного объема. Наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения специализированной компании по договору. Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно.

Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации. Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

Таблица 8.3.1 - Баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Количество дней	Количество, чел	Норма водопотреб- ление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/период	м³/сут.	м³/период
Строительство скважины Ш-17							
Хоз-питьевые нужды	47	35	0,15	5,25	246,75	4,2	197,4
Всего				5,25	246,75	4,2	197,4
Непредвиденные расходы, 5%				0,2625	12,33	0,21	9,87
Итого: на 1 скважину	-	-	-	5,5125	259,08	4,41	207,27

Таблица 8.3.2 - Ориентировочный баланс водопотребление и водоотведение порекомендуемому варианту разработки

Хоз-питьевые нужды	365	45	0,15	6,75	2463,75	5,4	1971
Всего				6,75	2463,75	5,4	1971
Непредвиденные расходы, 5%				0,3375	123,1875	0,27	98,55
Итого:	-	-	-	7,0875	2586,9375	5,67	2069,55

8.4. Описание возможных существенных воздействий на геологическую среду

Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные нефтегазоносные горизонты.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;

- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием эксплуатации месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду при разработке нефтегазовых месторождений относятся: неплотности сальников устьевой арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химреагенты, пластовая вода, промышленные отходы.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоках в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть:

- использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения, без токсичных добавок;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование.
- Принятая проектом конструкция скважин исключат возможность межпластовых перетоков.

Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

В целом, воздействие на недра при проведении основного комплекса проектируемых работ оценивается как значительное по отношению к продуктивным горизонтам, и незначительное по отношению к другим компонентам геологической среды контрактной территории.

Учитывая особенности геологического строения и принятых проектных решений месторождения, можно отметить следующие моменты:

- возникновение опасных геодинамических явлений, при проведении проектных решений, не ожидается;
- передвижение автотранспорта в значительной мере предусматривается в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным;
- существенного влияния на рельеф и почвообразующий субстрат, проектируемые работы не окажут.

В целом воздействие в процессе разработки на недра (геологическую среду), при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *многолетний (постоянный) (4)* – продолжительность воздействия более 3 лет;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *слабый (2)* – изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на геологическую среду месторождения присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка в пределах допустимых стандартов.

8.4.1. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах бурения скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность
- колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недр;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недр;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих
- сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недр;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерногеологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

8.5. Описание возможных существенных воздействий на земельные ресурсы и почвы

8.5.1. Характеристика почвенного покрова

Основное негативное воздействие на земли при реализации проектных решений будет выражаться в изъятии (отчуждении) земель под размещение площадных и линейных объектов.

Изменения статуса земель, изменения условий землепользования местного населения не будет.

Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался – территория является промышленно освоенной территорией.

Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее

рентабельное использование, для каких-либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

При этом деятельность предприятия позволяет в какой-то мере улучшить транспортную инфраструктуру окрестностей контрактной территории.

8.5.2. Описание возможных существенных воздействий на ландшафты

Ожидаемое воздействие на ландшафты. В результате отвода земель под строительство в границах землеотвода, охранных и противопожарных полос площадь будет полностью замещена застройкой, покрытиями.

Часть проектируемых сооружений (например, объекты транспорта) непосредственно затронут периферию жилых зон.

Однако, в совокупности это не приведет к существенной трансформации и фрагментации местного ландшафта.

В результате отчуждения земель под строительство краткосрочные (в период строительства) и долгосрочные отрицательные визуальные воздействия на ландшафты будут несущественными для местного населения, поскольку объекты строительства расположены вне зон прямой видимости со стороны ближайших жилых и рекреационных территорий.

Таким образом, реализация проектных решений не приведет к формированию в границах землеотвода сильно измененных ландшафтов.

8.5.3. Оценка воздействия на почвы

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

транспорт и механизмы, задействованные в ликвидации скважин;

- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

К факторам негативного потенциального воздействия на почвенный покров при проектируемых работах относятся:

- механические нарушения почвенного покрова при обустройстве основных и вспомогательных площадных сооружений; при прокладке подводящих и отводящих коммуникации;
- дорожная дегрессия;
- загрязнение промышленными, строительными и хозяйственно-бытовыми отходами.

При передвижении строительной техники в пределах строительной полосы возможно частичное или полное уничтожение почвенного покрова.

На территории с нарушенным почвенным покровом не исключено развитие процессов ветровой и водной эрозии почв.

Загрязнение почвенного покрова может произойти в результате спровоцированной строительными работами вторичной миграции загрязняющих веществ, уже присутствующих в почвенном покрове и геологической среде, а также в результате рассредоточенного (с атмосферными выпадениями) или сосредоточенного (разливы, утечки и т.п.) поступления ЗВ в ходе осуществления подготовительных, строительномонтажных и сопутствующих работ.

Не предполагается какого-либо существенного дополнительного воздействия со стороны строительных площадок на почвенный покров и земли прилегающих территорий, такого как увеличение фитотоксичности, сброс загрязняющих веществ в грунтовые воды и другие аналогичные явления.

В целом воздействие в процессе проведения разработки месторождения Шоба на почву при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *многолетний (постоянный) (4)* – продолжительность воздействия более 3 лет;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *слабый (2)* – изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на почву присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка в пределах допустимых стандартов.

8.5.4. Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Мероприятиями по охране почв и грунтов при строительстве скважин предусматриваются:

- планировка и обваловка площадок
- рациональное использование земельного фонда;
- полная утилизация отходов, образовавшихся в процессе строительства скважин;
- регламентация передвижения транспорта; проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- установление научно обоснованных нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- обязательное проведение работ по рекультивации нарушенных земель. оздоровление экологической обстановки предполагает в первую очередь проведение рекультивационных работ на поврежденном участке.
- использование современной и надежной системы сбора сточных вод;
- пылеподавление посредством орошения территории;
- устройство временных площадок для мытья колес автомобилей и строительной техники;
- оперативная ликвидация загрязнений на площадках строительства;
- освещение прожекторами рабочих мест (в темное время суток);
- оснащение временных сооружений первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности на весь период строительства;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и промышленных отходов.

Все твердые отходы складироваться в контейнеры для дальнейшей транспортировки к полигонам захоронения.

Одним из мероприятий по охране подстилающей поверхности является проведение технической рекультивации.

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

- 1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;
- 2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года №346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

8.5.5. Предложения по организации экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Сеть стационарных постов (пункты мониторинга почв) на месторождении должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Отбор проб и изучение состояния почв проводятся согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (никель, медь, свинец, цинк, кобальт).

Для характеристики свойств, определяющих агропроизводственную ценность и устойчивость почв к техногенным нагрузкам, из почвенного разреза проводят отбор проб на общие химические анализы. Для общей физико-химической характеристики почв определяются следующие показатели: валовые формы основных элементов питания (азот, фосфор), карбонаты, pH, сульфаты, хлориды.

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год.

Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями действующими на территории Республики Казахстан.

8.6. Описание возможных существенных воздействий на животный мир

Осуществление строительства проектируемых объектов окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных

животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей.

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе углеводородов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения неравномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения нефтью (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся, работы по строительству автодороги могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

В целом воздействие в период строительства скважин на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *многолетний (постоянный) (4)* – продолжительность воздействия более 3 лет;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *слабый (2)* – изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия средняя (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Охрана растительного и животного мира

В ходе проведения производственных работ должны выполняться и соблюдаться требования статьи 17 Закона Республики Казахстан от 09 июля 2004 года №593 «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»:

- ✓ При размещении, проектировании и строительстве населенных пунктов, предприятий, сооружений и других объектов, осуществлении производственных процессов и эксплуатации транспортных средств, совершенствовании существующих и внедрении новых технологических процессов, введении в хозяйственный оборот неиспользуемых, прибрежных, заболоченных, занятых кустарниками территорий, мелиорации земель, пользовании лесными ресурсами и водными объектами, проведении геолого-разведочных работ, добыче полезных ископаемых, определении мест выпаса и прогона сельскохозяйственных животных, разработке туристских маршрутов и организации мест массового отдыха населения должны предусматриваться и осуществляться мероприятия по сохранению среды

обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных, а также обеспечиваться неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных.

- ✓ При эксплуатации, размещении, проектировании и строительстве железнодорожных, шоссейных, трубопроводных и других транспортных магистралей, линий электропередачи и связи, каналов, плотин и иных водохозяйственных сооружений должны разрабатываться и осуществляться мероприятия, обеспечивающие сохранение среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации животных.

Субъекты, осуществляющие хозяйственную и иную деятельность, указанную в пунктах 1 и 2 настоящей статьи, обязаны:

1) по согласованию с уполномоченным органом при разработке технико-экономического обоснования и проектно-сметной документации предусматривать средства для осуществления мероприятий по обеспечению соблюдения требований подпунктов 2) и 5) пункта 2 статьи 12 настоящего Закона;

2) возмещать компенсацию вреда, наносимого и нанесенного рыбным ресурсам и другим водным животным, в том числе и неизбежного, в размере, определяемом в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом, путем выполнения мероприятий, предусматривающих выпуск в рыбохозяйственные водоемы рыбопосадочного материала, восстановление нерестилищ, рыбохозяйственную мелиорацию водных объектов, строительство инфраструктуры воспроизводственного комплекса или реконструкцию действующих комплексов по воспроизводству рыбных ресурсов и других водных животных, финансирование научных исследований, а также создание искусственных нерестилищ в пойме рек и морской среде (рифy), на основании договора, заключенного с ведомством уполномоченного органа.

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, флоры и фауны складываются из организационно технологических, проектно–конструкторских, санитарно-противоэпидемических.

Организационно-технологические:

- ✓ организация упорядоченного движения автотранспорта и техники по территории, согласно разработанной и утвержденной оптимальной схеме движения;
- ✓ тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при производстве земляных работ; технической рекультивации.

Проектно-конструкторские:

- ✓ согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных органах и СЭС;
- ✓ проектно-конструкторские решения, направленные на снижение загрязнения почв.

Санитарно-противоэпидемические - обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций. В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- ✓ ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- ✓ движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ✓ ввести на территории участка запрет на охоту; - строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- ✓ проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- ✓ сохранение фрагментов естественных экосистем, - предотвращение случайной гибели животных и растений,
- ✓ создание условий производственной дисциплины, исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при консервации и ликвидации скважин намечаются нижеследующие мероприятия:

- ✓ ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ✓ принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории участка; - захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- ✓ проведение на заключительном этапе ликвидации технической рекультивации; - использование экономичного и экологического оборудования;
- ✓ своевременное проведение технического обслуживания и проверки автотранспорта и оборудования, ремонтных работ;
- ✓ обеспечение недопустимости залповых сбросов сточных вод на рельеф местности или водные объекты;
- ✓ разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;
- ✓ проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.
- ✓ организация и проведение мониторинговых работ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- ✓ пропаганда охраны животного мира;
- ✓ ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ✓ маркировка и ограждение опасных участков;
- ✓ создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- ✓ запрет на охоту в районе контрактной территории;
- ✓ разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ✓ ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

8.7. Описание возможных существенных воздействий. Оценка воздействие вибрации, шумовых, электромагнитных, тепловых и радиационных воздействий

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей в период проведения работ можно выделить:

- воздействие шума;
- воздействие вибрации;
- электромагнитное излучение.

Шум. При проведении разработки месторождения, строительства скважин источниками шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в планировочных работах, а также - на флору и фауну, являются буровая установка ДЭС, строительные машины и автотранспорт.

Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояние от места работы.

Снижение уровня звука от источников при беспрепятственном распространении происходит примерно НВ 3дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ.

Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояние снижения уровня звука происходит медленнее.

Также следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории рельефа.

Общие требования безопасности. Шумовые характеристики оборудования должны быть указаны в их паспортах. Вибрация.

Вибрация. По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Вибрация представляет собой колебания твердых тел или образующихся их частиц.

В отличие от звука вибрации воспринимаются различными органами и частями тела. При низкочастотных колебаниях вибрации воспринимаются отолитовым и вестибулярным аппаратом человека, нервными окончаниями кожного покрова, а вибрация высоких частот воспринимаются подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечно-сосудистой системы. Вибрации возникают главным образом, вследствие вращательного и поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе строительной техники и транспорта, предусмотрено: установка гибких связей, упругих прокладок и пружин, сокращение времени пребывания в условиях вибрации; применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное излучение. Линии электропередач со своими подстанциями создают в окружающем пространстве электромагнитное поле, напряженность которого снижается по мере удаления от источников.

Источниками электромагнитных полей объекта строительства - являются машины, механизмы, высоковольтные линии и средства связи.

При проведении проектируемых работ предусмотрено использование оборудования и транспорта, эксплуатация которых обеспечит уровень шума, вибрации и электромагнитного излучения в пределах, установленных санитарными нормами РК.

Радиационная обстановка Согласно закону РК от 23.04.1998 г. № 219-І «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.05.2020 г.), при планировании и принятии решений в области обеспечения радиационной безопасности при проектировании новых объектов, должна проводиться оценка радиационной безопасности.

В соответствии с нормативными требованиями было проведено радиационное обследование площадки проектируемого объекта. Оценка уровня радиоактивного загрязнения площадки под объектом расширения была осуществлена в целях

- оценки уровня радиоактивного загрязнения для принятия решения о возможности размещения проектируемого объекта;
- организации безопасных условий труда в период строительства
- обеспечения своевременного вмешательства в случае обнаружения превышения установленных радиационно-гигиенических нормативов;
- соблюдения действующих норм по ограничению облучения персонала и населения от природных и техногенных источников ионизирующего облучения

В соответствии с действующими методическими рекомендациями и регламентом радиационного контроля, исследовался такой радиационный фактор, как мощность

экспозиционной и эквивалентной дозы гамма-излучения на территории с целью выявления участков с аномальными значениями гамма-фона и неучтенных источников ионизирующего излучения.

Поверхностных радиационных аномалий на территории не выявлено.

По результатам гамма-съемки на участке выявлено, что мощность гамма-излучения не превышает допустимое значение - локальные радиационные аномалии обследованной территории отсутствуют.

Максимальное значение мощности дозы гамма-излучения в точках с максимальными показаниями поискового прибора 0,17 мкЗв/ч.

Превышений мощности дозы гамма-излучений на участке не зафиксировано.

Фактор ионизирующих излучений в производственном процессе отсутствует. Радиационное обследование территории позволяет сделать общее заключение: обследуемый участок для проведения разработки месторождения, размещения скважин соответствует санитарно-гигиеническим требованиям по ионизирующему излучению, радоновому излучению, по электромагнитному излучению с точки зрения воздействия на жилую зону. Проведения противорадиационных мероприятий не требуется.

При строительстве проектируемых объектов при соблюдении технологического регламента, техники безопасности, запланированных технологий и мероприятий, масштаб воздействия физических факторов на окружающую среду можно оценить как:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *многолетний (постоянный) (4)* – продолжительность воздействия более 3 лет;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *слабый (2)* – изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия средняя (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов

9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ.

9.1 Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

В процессе производственной деятельности образуется определенное количество отходов производства и потребления, которые могут оказывать негативное влияние на компоненты природной среды: воздушную и водную среду, почвенный покров.

Характеристика отходов производства и потребления, их качественный и количественный состав определены в соответствии с «Классификатором отходов», утвержденным и.о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Отходы производства и потребления – это остатки сырья, материалов, химических соединений, образовавшиеся при производстве продукции, выполнении технологических работ и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства, необходимые для применения в соответствующем производстве, включая техногенные минеральные образования и отходы сельскохозяйственного производства.

К отходам производства относятся остатки сырья, материалов, веществ, предметов, изделий, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относятся как отходы, образующиеся при основном производстве, так и отходы вспомогательного производства.

К отходам потребления относятся остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров, частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного и личного потребления (жизнедеятельности), использования и эксплуатации.

Определение объемов образования отходов выполнено на основании приложения № 16 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

Проживание персонала будет организовано в полевом лагере. В полевом лагере будут функционировать столовая и пункт оказания первичной медицинской помощи.

В процессе строительства разработки скважин образуется значительное количество промышленных и коммунальных отходов. Основными отходами в процессе строительства скважин являются:

- буровой шлам,
- отработанный буровой раствор,
- отработанные масла,
- использованная тара;
- промасленная ветошь,
- металлолом,
- огарки сварочных электродов,
- коммунальные (ТБО) отходы;

В процессе эксплуатации на месторождении Шоба образуется следующие виды отходов производства и потребления:

- лампы люминесцентные ртутьсодержащие
- нефтешлам;

- замазученный грунт;
- буровой шлам,
- отработанный буровой раствор,
- отработанные шины
- промасленная ветошь;
- отработанные масла,
- отработанные аккумуляторы;
- твердо бытовые отходы;
- металлолом;
- огарки сварочных электродов;
- строительные отходы;
- отработанная бочка тара из под масел и нефти;
- медицинские отходы;
- коммунальные (ТБО) отходы;
- пищевые отходы;
- резинотехнические изделия;
- спецодежда;
- макулатура;
- пластмасса;
- стекло;
- отходы эмали;
- отходы оргтехники;
- отработанные фильтры.

Отходы производства и потребления при строительстве скважин

Отходы бурения. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит-11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдистоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%. В отходе присутствуют также Cu, Zn, Pb, Cd, Cr, Co, Ca, Ni, Mg, Hg, фураны, магнетит, фенолы, нефтяные смолы, меркаптаны. Основным видом отходов при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор.

Для предотвращения загрязнения почвенного покрова и подземных вод отходы бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) после выбросита должны сбрасываться в шламовую емкость, вторая пустая (резервная) емкость находится рядом. Емкости устанавливаются на специально отведённой площадке. По мере заполнения первой емкости она ставится на платформу трейлера-контейнеровоза, на место первой емкости ставится резервная емкость.

Перечень опасных свойств отходов: НР14 - экотоксичные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: образуются в результате бурения скважин.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен.

Удельная плотность бурового шлама в среднем равна - 2,1 т/м³, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01 - 96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2. 2,1: 1,2 = 1,75 т/м³

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в БСВ, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. По мере накопления буровые отходы передаются специализированному предприятию по договору, имеющая соответствующую лицензию.

Промасленная ветошь относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO₂ – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4.

Перечень опасных свойств отходов: НРЗ - огнеопасные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

Металлолом – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe₂O₃ – 89,12%, Al₂O₃ – 0,1%, MgO – 0,85%, Cu – 1,7%. В отходе присутствуют также TiO₂, MnO, Na₂O, V₂O₅, Cr, Co, Mo. Класс опасности 4.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

При сдаче металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома, большие куски помещать на специальную площадку временного хранения с последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

Огарки сварочных электродов - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe₂O₃ – 79,2%, Al₂O₃ – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%. Класс опасности 4.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома на временной площадке.

Отработанные масла являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с повторным использованием на предприятии. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Коммунальные отходы. Основные компоненты коммунальных отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe_2O_3 - 1,85%, SiO_2 – 1,6%. Класс опасности 5. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответствии маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведенной площадке.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка.

Отходы производства и потребления при эксплуатации месторождения Шоба

Отходы бурения. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит-11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдистоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%. В отходе присутствуют также Cu, Zn, Pb, Cd, Cr, Co, Ca, Ni, Mg, Hg, фураны, магнетит, фенолы, нефтяные смолы, меркаптаны. Основным видом отходов при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор.

Для предотвращения загрязнения почвенного покрова и подземных вод отходы бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) после выброса должны сбрасываться в шламовую емкость, вторая пустая (резервная) емкость находится рядом. Емкости устанавливаются на специально отведенной площадке. По мере заполнения первой емкости она ставится на платформу трейлера-контейнеровоза, на место первой емкости ставится резервная емкость.

Перечень опасных свойств отходов: НР14 - экотоксичные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: образуются в результате бурения скважин.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна - 2,1 т/м³, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01 - 96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2.

2,1: 1,2 = 1,75 т/м³

Промасленная ветошь относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO_2 – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4.

Перечень опасных свойств отходов: НРЗ - огнеопасные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

Металлолом – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe_2O_3 – 89,12%, Al_2O_3 – 0,1%, MgO – 0,85%, Cu – 1,7%. В отходе присутствуют также TiO_2 , MnO , Na_2O , V_2O_5 , Cr , Co , Mo . Класс опасности 4.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

При сдаче металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома, большие куски помещать на специальную площадку временного хранения с последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

Огарки сварочных электродов - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe_2O_3 – 79,2%, Al_2O_3 – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%. Класс опасности 4.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома на временной площадке.

Отработанные масла являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с повторным использованием на предприятии. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Коммунальные отходы. Основные компоненты коммунальных отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe_2O_3 – 1,85%, SiO_2 – 1,6%. Класс опасности 5. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответствии маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведенной площадке.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка.

9.1.1. Расчет образования отходов при реализации проектных решений

Расчет количества образующихся отходов при строительстве скважины.

Расчет объемов выбуренной породы

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

№ п/п	Наименование	Конструкция скважины (диаметр долота), мм			
		Кондуктор	Тех. колонна	Экс. колонна	Хвостовик
1	2	3	4	5	6
1.	Диаметр скважины, мм.	444,5	311,1	215,9	152,4
2.	Длина интервала ствола скважины, м.	45	450	920	1325
3.	Площадь сечения, м ²	0,188	0,1217	0,068	0,037
4.	Коэффициент кавернозности	1,2	1,2	1,2	1,1
5.	Объем интервала скважины, м ³	2,26	5,84	57,12	34,6
6.	Итого объем всей скважины, V _п м ³				99,8

2. Объем отходов бурения

2. Объем шлама $V_{ш} = V_n \times 1,2$

$$V_{ш} = 99,8 \times 1,2 = 119,76 \text{ м}^3 \times 1,75 = 209,58 \text{ тонн}$$

где 1,2-коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

рш - плотность бурового шлама – 1,75 т/м³;

3. Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{о.б.р.} = 1,2 \times V_n \times K_1 + 0,5 V_{ц}$$

$$V_{о.б.р.} = 1,2 \times 99,8 \times 1,052 + 0,5 \times 120 = 186 \text{ м}^3 \times 1,2 = 223,2 \text{ тонн}$$

Где

K₁ – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-82 K₁ = 1,052).

V_ц – объем циркуляционной системы буровой установки равен 120 м³.

ρ_{обр} - плотность отработанного бурового раствора – 1,2 т/м³;

1. Отработанные масла

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МинООС РК №100-п от 18.04.08 г. По формуле:

$$N_{м.м} = N_d \times 0,25, \text{ т}$$

где

N_d – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_d = Y_d \times H_d \times \rho, \text{ т,}$$

где

Y_d – расход дизельного топлива за год, м³;

N_d – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

ρ – плотность моторного масла – 0,93 т/м³.

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива Y_d м ³ /период	Норма расхода моторного масла, л/л топлива N_d	Плотность масла, т/м ³	Расход моторного масла N_d т/период	Отработанное масло N т/период
При бурении и испытании					
Диз. Топливо	1070	0,032	0,93	31,8	7,95

2. Использованная тара

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:

m – масса мешка, 0,0001 т.

N – количество мешков, 150 шт/ пер

m – масса пластиковой канистры, 0,0005 т.

N – количество пластиковой канистры, 150 шт/ пер.

$$M_{отх} = (150 * 0,0001) + (150 * 0,0005) = 0,09 \text{ тонн/пер}$$

3. Промасленная ветошь

Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

Где:

N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,15 т/период;

M – норматив содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_o$$

$$N = 0,15 + (0,15 * 0,12) + (0,15 * 0,15) = 0,1905 \text{ тонн.}$$

4. Металлолом

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение предусмотрено на специальной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе по мере накопления. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **2,02** тонн. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

5. Огарки сварочных электродов

Представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q,$$

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

$M_{\text{ост}}$ – расход электродов, 0,120 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N = 0,120 * 0,015 = 0,0018 \text{ тонн.}$$

6. Твердо бытовые отходы

Сбор, хранение и удаление образующихся на вахтовом поселке твердых бытовых отходов (ТБО) в период строительства разведочных скважин предусматривается в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 176).

Твердые бытовые отходы подразделяются в зависимости от их физических и химических свойств, возможности их последующего обезвреживания и утилизации, на следующие категории:

- пищевые отходы;
- вторичное сырьё (бумага, тряпье, кости, стекло и другие вещества)
- горючие неутильные вещества (неутильная бумага, полиэтиленовые упаковочные материалы и другие вещества).

Определение массы и объема образования твердых бытовых отходов произведено аналитическим путем – с помощью норм накопления бытовых отходов на расчетную единицу. Нормой накопления бытовых отходов называется их среднее количество, образующееся на установленную расчетную единицу (1 человек) за определенный период времени (сутки).

Норма образования бытовых отходов (, т/год) принимается с учетом средних норм накопления образования отходов в благоустроенном секторе – 1,06 м3/год на 1 человека, списочной численности работающих и средней плотности отходов, которая составляет 0,25 т/м3 (РНД 03.1.0.3.01-96. Алматы – 1996 год. «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства»).

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_{\text{Ком}} = (P * M * N * \rho) / 365,$$

где:

P – норма накопления отходов на 1 чел в год, 1,06 м3/чел;

M – численность работающего персонала, чел;

N – время работы, сут;

ρ – плотность отходов, 0,25 т/м3.

$$Q_{\text{Ком}} = 1,06 * 35 * 178 * 0,25 / 365 = 4,523 \text{ т.}$$

**Расчет объемов образования отходов производства и потребления
при эксплуатации месторождения**

Расчет количества образующихся отходов на период строительстве скважин

Металлолом (лом черного металлолома)

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Норма образования лома при ремонте автотранспорта рассчитывается по формуле: ,
$$N = n \cdot \alpha \cdot M [13,15] \text{ т/год,}$$

где n - число единиц конкретного вида транспорта, использованного в течение года; α - нормативный коэффициент образования лома (для легкового транспорта $\alpha=0,016$, для грузового транспорта $\alpha=0,016$, для строительного транспорта $\alpha=0,0174$); M - масса металла (т) на единицу автотранспорта (для легкового транспорта $M=1,33$, для грузового транспорта $M=4,74$, для строительного транспорта $M=11,6$).

N грузовой автотранспорт = $20 \cdot 0,016 \cdot 4,74 = 1,52 \text{ т}$

N строительный автотранспорт = $40 \cdot 0,0174 \cdot 11,6 = 8 \text{ т}$

N легковой автотранспорт = $10 \cdot 0,016 \cdot 1,33 = 0,48 \text{ т}$ Учитывая все, в год образуется

10 тонн металлолома.

Огарки сварочных электродов

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$M_{обр} = M \cdot \alpha \text{ (т/год)}$

где: M – фактический расход электродов, т; α – доля электрода в остатке, равна 0,015

$M_{обр} = 0,13 \cdot 0,015 = 0,002 \text{ т.}$

Отработанные шины

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Образование отработанных автомобильных шин рассчитывается по формуле:

$M_{отх} = 0,001 \cdot P_{ср} \cdot K \cdot k \cdot M / H$, (т/год), где: K – количество автомашин, шт.; k – количество шин, установленных на автомашине, шт.; M – масса шины (принимается в зависимости от марки шины), кг; $P_{ср}$ – среднегодовой пробег автомобиля, тыс. км; H – нормативный пробег шины, тыс. км.

$M_{отх} = 0,001 \cdot 80 \cdot 10 \cdot 4 \cdot 80 / 80 = 3,2 \text{ тонн}$

Строительные отходы

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество строительного мусора при плановом ежегодном ремонте 5 т\год.

Бытовые отходы

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Норма образования бытовых отходов (m_1 , т/год) определяется с учетом удельных санитарных

норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях $\approx 0,3$ м /год на человека, списочной численности работающих на ТЭЦ и средней плотности отходов, которая составляет 0,25

3 т/м .

Коммунальные отходы $M_{обр} = 550 \text{ чел} \cdot 0,3 \cdot 0,25 = 41.25 \text{ т/год}$ В том числе:

Макулатура (32%) – 13,2 т/год

Пластик (4%) – 1,65 т/год

Стекло (3%) – 1,2375 т/год

Итого коммунальные отходы – 25,1625 т/год

Пищевые отходы

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Норма образования отходов (m) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы

накопления на 1 блюдо $3-0,0001 \text{ м}$, числа рабочих дней в году (n), числа блюд на одного человека (n) и числа работающих (n):

$$M_{обр} = 550 \text{ чел} \cdot 0,0001 \cdot 8 \cdot 0,3 \cdot 365 = 48.18 \text{ т/год}$$

Отработанные ртутьсодержащие лампы

Расчет норматива образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Норма образования отработанных ламп (N) рассчитывается по формуле:

$$N = n \times (T / T_p), \text{ шт/год} \quad M = N \times m, \text{ т/год}$$

где n – количество работающих ламп данного типа по проекту, шт;

T_p – ресурс времени работы ламп, принят по паспорту, ч (для ламп типа ЛБ равен 4800- 15000 ч, для ламп типа ДРЛ равен 6000-15000 ч);

T – фактическое время работы ламп, ч/год; m – масса одной лампы, т.

$$N = 300 \times (4800 / 7000) = 206 \text{ шт/год}$$

$$M = 206 \times 0,00021 = 0,043 \text{ т/год}$$

Нефтьшлам

Расчет норматива образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Количество мазута (M), налипшего на стенках резервуара - $M_1 = K \cdot S$ (- поверхность налипания, м ;

- коэффициент налипания, кг/м . $K = 1.149 \cdot v^{0.233}$, где $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$ - кинематическая вязкость, сСт). Для вертикальных цилиндрических резервуаров (R - радиус резервуара, м; H - высота

смоченной поверхности стенки, м). Количество мазута на днище резервуара определяется по формуле:

$$M_2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho \cdot 0,68 \text{ (доля засадка, 0,68 - концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).}$$

$$M = M_1 + M_2$$

$$M_1 = 50 \cdot 2,6 \cdot 1,149 = 149,37$$

$$M_2 = 3,14 \cdot 9 \cdot 0,2 \cdot 0,86 \cdot 0,68 = 3,3$$

$$M = 74,7 + 3,3 = 152,63$$

Отработанные аккумуляторы

Расчет норматива образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Норма образования отходов определяется по формуле:

$M = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / t$, (т/год), где n_i – количество аккумуляторов, шт.; m_i – средняя масса аккумулятора, кг; α – норма зачета при сдаче (80 %); t – срок фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта).

$$M = 50 \cdot 46 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} / 2 = 0,92$$

Отработанные масла

Расчет норматива образования отходов выполнен согласно "Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Количество отработанного масла может быть определено также по формуле: $N = (N_b + N_d) \cdot 0,25$, где 0.25 - доля потерь масла от общего его количества; N_d - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе,

$N_d = Y_d \cdot H_d \cdot \rho$ (здесь: Y_d - расход дизельного топлива за год, м, H_d - норма расхода масла, 0.032 л/л расхода топлива; ρ - плотность моторного масла, 0.930 т/м); N_b - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине, $N_b = Y_b \cdot H_b \cdot \rho$ (здесь: Y_b - расход бензина за год, м; H_b - норма расхода масла, 0.024 л/л расхода топлива).

Расход бензина – 120 т/год.

расход дизельного топлива – 520 т/год. $N_d = 520 \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 15,48$

$$N_b = 120 \cdot 0,024 \cdot 0,93 = 2,68$$

$$N = (15,48 + 2,68) \cdot 0,25 = 4,54 \text{ т/год}$$

Отработанное трансмиссионное масло

Нормативное количество отработанного масла N , (т/год) определяется также по формуле: $N = (T_b + T_d) \cdot 0,30$, где $T_b = Y_b \cdot H_b \cdot 0,885$, $T_d = Y_d \cdot H_d \cdot 0,885$ (здесь: $H_b = 0,003$ л/л расхода

топлива, $H_d = 0,004$ л/л топлива, 0.885 - плотность трансмиссионного масла, т/м). Количество израсходованного трансмиссионного масла составляет: 80 т/год.

Расчет объема образования отработанного трансмиссионного масла: $N = 80 \cdot 0,3 = 24$ т/год.

Отработанное специальное масло

Количество отработанного масла определяется по формуле: $M = M_c \cdot 0.9 \cdot n$, (т/год), где количество отхода определяется, исходя из количества масла, залитого в картеры техники M_c , коэффициента слива масла – 0.9. периодичности замены масла – n раз в год.

Количество израсходованного специального масла составляет 23,68 т/год. Расчет объема образования отработанного специального масла:

$$N = 0.9 \cdot 23,68 \cdot 1 = 21,31 \text{ т/год.}$$

$$N = 21,31 + 4,54 + 24 = 49,85$$

Отработанные фильтры

Промасленные фильтры образуются вследствие эксплуатации транспорта. Расчет объемов образования отходов выполнен согласно п. 3.6 п. 14 «Методических рекомендаций по оценке объемов образования отходов производства и потребления». Москва, 2003 г.

Объем образования промасленных фильтров рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ф}} = N_{\text{ф}} \cdot n \cdot m_{\text{ф}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot L_{\text{ф}} / N_{\text{н}} \cdot 10^{-3}. \text{ (т/год)},$$

где

$N_{\text{ф}}$ – количество фильтров установленных на 1-м автомобиле, шт.; n – количество автомобилей данной модели;

$m_{\text{ф}}$ – масса фильтра данной модели, г;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий наличие механических примесей, (1.1–1.5);

$L_{\text{ф}}$ – среднегодовой пробег единицы автотранспорта с фильтром данной модели, тыс. км или моточас

$N_{\text{н}}$ – нормативный пробег 5 тыс. км

Расчет образования автомобильных фильтров

$$M_{\text{ф}} = 2 \cdot 50 \cdot 1,4 \cdot 1,3 \cdot 20 / 5 \cdot 0,001 = 0,728$$

Промасленная ветошь

Промасленные фильтры образуются вследствие эксплуатации транспорта. Расчет объемов образования отходов выполнен согласно п. 3.6 п. 14 «Методических рекомендаций по оценке объемов образования отходов производства и потребления». Москва, 2003 г.

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год; M_o – поступающее количество ветоши, т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год; $M = 0,12 \cdot M_o$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 \cdot M_o$$

Количество промасленной ветоши в году: $N = 1 + 0,12 + 0,15 = 1,27 \text{ т/год}$

Тара из-под масел и нефти

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Количество образующейся тары рассчитывается по формуле: $M = (Q / q) \cdot m$, где Q – максимальный годовой расход масел; q – вес тары; m – масса тары.

Масла поставляются в металлических бочках по 200 кг. Масса тары – 16.5 кг.

$$M_{\text{отх}} = (50/0,2) \cdot 0,0165 = 4,13 \text{ т/год}$$

Медицинские отходы

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно "Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления" утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Норма образования отходов определяется из расчета 0.0001 т на человека.
 $550 \cdot 0,0001 \text{ т} = 0,055 \text{ тонн}$

Отходы эмали

Норма образования отхода определяется по формуле:

$$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{ki} \cdot \alpha_i, \text{ т/год},$$

где M_i - масса i -го вида тары, т/год; n - число видов тары; M_{ki} - масса краски в i -ой таре, т/год; α_i - содержание остатков краски в i -той таре в долях от M_{ki} (0.01-0.05).

$$0,0005 \cdot 250 + 0,0015 \cdot 0,05 = 0,125 + 0,000075 = 0,125075$$

Отходы оргтехники

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество 0,5 т/год.

Резинотехнические изделия

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество 0,3 т/год.

Буровой шлам

Образуется при капитальном ремонте скважин, так как данные работы невозможно спрогнозировать, берутся данные согласно предоставленным исходным данным, ожидаемое количество при плановом ежегодном ремонте 200 т/год.

Отработанный буровой раствор

Образуется при капитальном ремонте скважин, так как данные работы невозможно спрогнозировать, берутся данные согласно предоставленным исходным данным, ожидаемое количество при плановом ежегодном ремонте 200 т/год.

Замазученный грунт

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество 10 т/год.

Спецодежда

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество 0.05 т/год.

Таблица 9.1.1 - Лимиты накопления отходов, на период эксплуатации месторождения Шоба

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
1	2	3
Всего	0	728,233075
В том числе отходов производства	0	638,803075
Отходов потребления	0	89,43
Опасные отходы		
Лампы люминесцентные, ртутьсодержащие	0	0,043
Нефтьшламы	0	152,63
Отработанные аккумуляторы	0	0,92
Отработанные масла	0	49,85
Отработанные фильтры (масляные, топливные фильтры, воздушные)	0	0,728
Ветошь промасленная	0	1,27
Тара из под масел и нефти	0	4,13
Замазученный грунт	0	10
Буровой шлам	0	200
Отработанный буровой раствор	0	200
Медицинские отходы	0	0,055
Неопасные отходы		
Металлолом	0	10
Огарки сварочных электродов	0	0,002
Отработанные шины	0	3,2
Строительные отходы	0	5
Коммунальные отходы	0	25,1625
Пищевые отходы	0	48,18
Отходы оргтехники	0	0,5
Резинотехнические изделия	0	0,3
Спецодежда	0	0,05
Макулатура	0	13,2
Пластмасса	0	1,65
Стекло	0	1,2375
Отходы эмали	0	0,125075

Таблица 9.1.2 - Лимиты накопления отходов, образуемых в период бурения одной горизонтальной скважины месторождения Шоба

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	447,5553
в т.ч. отходов производства	-	443,
отходов потребления	-	4,523
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	7,95
Промасленная ветошь	-	0,1905
Использованная тара	-	0,09

Отработанный буровой раствор	-	223,2
Буровой шлам	-	209,58
Не опасные отходы		
Металлолом	-	2,02
Огарки сварочных электродов	-	0,0018
Коммунальные отходы	-	4,523
Зеркальные		
-	-	-

Таблица 9.1.3. – Перечень, характеристика отходов производства и потребления

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов					
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭКРК и Классификатору отходов	Процесс образования отходов	Морфологический (химический) состав отхода	Период накопления отхода	Способ накопления
Опасные отходы									
1	Буровой шлам	01 05 06*	Буровой расвор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	Шлам	НР14 экотоксичность	Образуется при бурении скважины	выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	В металлических герметичных емкостях объемом 3,6 м³
2	Отработанный буровой раствор (ОБР)	01 05 06*	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	Шлам	НР14 экотоксичность	Образуется при бурении скважины	органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	В металлических герметичных емкостях объемом 3,6 м³
3	Промасленная ветошь	15 02 02*	Ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	Твердое	НР3 огнеопасность	Обслуживание/ обтирка производственного оборудования	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	Металлическая емкость 0,2 м³
4	Отработанные масла	13 02 08*	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	жидкое	НР3 огнеопасность	Замена масла при работе спецтехники	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее – до 6%	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	Металлическая емкость 0,2 м³ Отдельно забетонированная площадка на складе для хранения нефтепродуктов
5	Отработанные аккумуляторы	16 06 05*	Образуются по истечении срока годности аккумуляторов, как источников низковольтного	жидкое	НР14 экотоксичность	Выработка своего ресурса во время эксплуатации аккумуляторов	С18 свинец; соедине-ния свинца.	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	Металлическая емкость 0,2 м³ Отдельно забетонированная площадка на складе

			электроснабжения.						для хранения нефтепродуктов
Не опасные отходы									
6	Металлолом	17 04 07	Смешанные металлы	Твердое	не обладает опасными свойствами	Обработка металлических деталей	металлические куски, детали (Fe ₂ O ₃ – 88,43 %, Al ₂ O ₃ – 4,29 %) Железа оксид, железо (III) оксид, сажа (углерод; углерод черный)	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать емкости емкостей накопления	Металлический контейнер 3,5 м ³ на складе временного хранения
7	Медицинские отходы.	18 01 04	использованные разовые инструменты, медицинские перчатки, перевязочные материалы, боксы для накопления медицинских отходов	Твердое	НР14 экотоксичность	-	-	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать емкости емкостей накопления	Специальный контейнер для сбора медицинских отходов, установленный в медпункт в вахтовом поселке
8	Огарки сварочных электродов	12 01 13	Отходы сварки	Твердое	не обладает опасными свойствами	Проведение сварочных работ	металлические куски, детали (Fe ₂ O ₃ – 88,43 %, Al ₂ O ₃ – 4,29 %)	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать емкости емкостей накопления	Металлический контейнер 0,1 м ³ на складе временного хранения на территории промплощадки
9	Коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	Смешанные коммунальные отходы	Твердое	не обладает опасными свойствами	Жизнедеятельность персонала, приготовление и употребление пищи	бумага и картон — 37%, пищевые отходы — 24%, пластмассы — 11%, стекло — 5%, текстиль и другое — 23%.	В летний период 1 раз в 3 дня, в зимний период 1 раз в 5 дней.	Металлический контейнер 0,8м ³ - 4 шт на бетонированной площадке на территории бур.площадок. Предусмотрена отдельная сортировка отходов ТБО: макулатура (бумага), пластиковые бутылки и тара, стекло и др.

* отходы классифицируются как опасные отходы.

**места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект.

*** Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» - Срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

9.2. Программа управления отходами на предприятии

Учет и движение отходов производства и потребления на производственных объектах TOO «SUNRISE ENERGY KAZAKHSTAN» в целом и на каждом отдельном его производственном участке должны регламентироваться экологическими нормативными документами и положениями «Программы управления отходами для объектов TOO «SUNRISE ENERGY KAZAKHSTAN».

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке должны собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортируются по договору в специализированные организации на утилизацию или на переработку. Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке должны собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортироваться по договору в специализированные организации на утилизацию или на переработку. Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Согласно статье 331 ЭК РК от 2 января 2021 года № 400-VI, субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи во владение лицам, осуществляющим операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Специализированные компании должны иметь лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды по соответствующему подвиду деятельности (выполнения работ (оказания услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов) (ст.336 ЭК РК от 2 января 2021 года № 400- VI).

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Управление отходами — это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

Цель Программы — заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы — определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- ✓ внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- ✓ привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- ✓ минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Показатели Программы — количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- ✓ всех производственных факторов;

- ✓ экологической эффективности;
- ✓ экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

Существующая на предприятии схема управления отходами на предприятии должна включать в себя следующие этапы технологического цикла отходов согласно требованиям ЭК РК:

Владельцы отходов - Статья 318. 1. Под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. 2. Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

Накопление отходов - статья 320. пункт

1. Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

2. Места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

3. временного складирования отходов горнодобывающих и горно-перерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

4. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

5. Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий) или объемов накопления отходов, указанных в декларации о воздействии на окружающую среду (для объектов III категории).

Сбор отходов – статья 321.

1. Под сбором отходов понимается деятельность по организованному приему отходов от физических и юридических лиц специализированными организациями в целях дальнейшего направления таких отходов на восстановление или удаление. Под накоплением отходов в процессе сбора понимается хранение отходов в специально оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах, в которых отходы, вывезенные с места их образования, выгружаются в целях их

подготовки к дальнейшей транспортировке на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

2. Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить раздельный сбор отходов в соответствии с требованиями настоящего Кодекса.

3. Требования к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору, определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в соответствии с требованиями настоящего Кодекса и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности.

4. Запрещается смешивание отходов, подвергнутых раздельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

Транспортировка отходов - статья 321.

1. Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки, восстановления и (или) удаления.

Восстановление отходов - Статья 323.

Восстановлением отходов признается любая операция, направленная на сокращение объемов отходов, главным назначением которой является использование отходов для выполнения какой-либо полезной функции в целях замещения других материалов, которые в противном случае были бы использованы для выполнения указанной функции, включая вспомогательные операции по подготовке данных отходов для выполнения такой функции, осуществляемые на конкретном производственном объекте или в определенном секторе экономики.

К операциям по восстановлению отходов относятся:

- 1) подготовка отходов к повторному использованию;
- 2) переработка отходов;
- 3) утилизация отходов.

Удаление отходов - Статья 325. 1.

1. Удалением отходов признается любая, не являющаяся восстановлением операция по захоронению или уничтожению отходов, включая вспомогательные операции по подготовке отходов к захоронению или уничтожению (в том числе по их сортировке, обработке, обезвреживанию).

2. Захоронение отходов - складирование отходов в местах, специально установленных для их безопасного хранения в течение неограниченного срока, без намерения их изъятия.

3. Уничтожение отходов - способ удаления отходов путем термических, химических или биологических процессов, в результате применения которого существенно снижаются объем и (или) масса и изменяются физическое состояние и химический состав отходов, но который не имеет в качестве своей главной цели производство продукции или извлечение энергии.

Вспомогательные операции при управлении отходами - Статья 326.

1. К вспомогательным операциям относятся сортировка и обработка отходов.

2. Под сортировкой отходов понимаются операции по разделению отходов по их видам и (или) фракциям либо разбору отходов по их компонентам, осуществляемые отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению.

3. Под обработкой отходов понимаются операции, в процессе которых отходы подвергаются физическим, термическим, химическим или биологическим воздействиям, изменяющим характеристики отходов, в целях облегчения дальнейшего управления ими и которые осуществляются отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или

удалению. Под обезвреживанием отходов понимается механическая, физико-химическая или биологическая обработка отходов для уменьшения или устранения их опасных свойств.

Основополагающее экологическое требование к операциям по управлению отходами

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Принципы государственной экологической политики в области управления отходами

В дополнение к общим принципам, изложенным в статье 5 Экологического Кодекса, государственная экологическая политика в области управления отходами основывается на следующих специальных принципах:

- 1) иерархии;
- 2) близости к источнику;
- 3) ответственности образователя отходов;
- 4) расширенных обязательств производителей (импортеров).

Принцип иерархии

Образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

Принцип близости к источнику

Образовавшиеся отходы должны подлежать восстановлению или удалению как можно ближе к источнику их образования, если это обосновано с технической, экономической и экологической точки зрения.

Принцип ответственности образователя отходов

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 Экологического Кодекса во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Принцип расширенных обязательств производителей (импортеров)

Физические и юридические лица, которые осуществляют на территории Республики Казахстан производство отдельных видов товаров по перечню, утверждаемому в соответствии с пунктом 1 статьи 386 Экологического Кодекса, или ввоз

таких товаров на территорию Республики Казахстан, несут расширенные обязательства в соответствии с Экологическим Кодексом, в том числе в целях снижения негативного воздействия таких товаров на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Нормирование в области управления отходами

Лимиты накопления отходов и лимиты на их захоронение устанавливаются для объектов I и II категорий на основании соответствующего экологического разрешения.

Разработка и утверждение лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представление и контроль отчетности об управлении отходами осуществляются в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами является неотъемлемой частью экологического разрешения.

Паспорт опасных отходов - Статья 343.

1. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе деятельности которых образуются опасные отходы.

2. Паспорт опасных отходов должен включать следующие обязательные разделы:

1) наименование опасных отходов и их код в соответствии классификатором отходов;

2) реквизиты образователя отходов: индивидуальный идентификационный номер для физического лица и бизнес-идентификационный номер для юридического лица, его место нахождения;

3) место нахождения объекта, на котором образуются опасные отходы;

4) происхождение отходов: наименование технологического процесса, в результате которого образовались отходы, или процесса, в результате которого товар (продукция) утратил (утратила) свои потребительские свойства, с наименованием исходного товара (продукции);

перечень опасных свойств отходов;

5) химический состав отходов и описание опасных свойств их компонентов;

6) рекомендуемые способы управления отходами;

7) необходимые меры предосторожности при управлении отходами;

8) требования к транспортировке отходов и проведению погрузочно-разгрузочных работ;

9) меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, связанных с опасными отходами, в том числе во время транспортировки и проведения погрузочно-разгрузочных работ;

10) дополнительную информацию (иную информацию, которую сообщает образователь отходов).

3. Форма паспорта опасных отходов утверждается уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, заполняется отдельно на каждый вид опасных отходов и представляется в порядке, определяемом статьей 384 ЭК, в течение трех месяцев с момента образования отходов.

Программа управления отходами - статья 335.

1. Операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами разрабатывается согласно Приказа Министра энергетики Республики Казахстан от 25 ноября 2014 года № 146 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий,

направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

9.3. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На участке будет действовать система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на участке;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии должно вестись работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на месторождении в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

В компании TOO «SUNRISE ENERGY KAZAKHSTAN» в дальнейшем будет разработан «Программы производственного экологического контроля». Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

9.4. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- хранение строительных материалов предусматривается только на специально выделенных и оборудованных для этого площадках;
- запрещается слив любых загрязняющих веществ в воду и почву;
- сбор и удаление отходов для утилизации и вторичного использования;
- заключение договоров со специализированными организациями осуществляющие операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии;
- приобретение материалов в бестарном виде или в возвратной таре;
- не смешивание отходов различных классов опасности;
- установить контроль за раздельным сбором мусора с обязательной утилизацией годных для вторичной переработки отходов;
- поддерживать в чистоте площадку для сбора мусора, своевременно проводить уборку, следить за исправностью контейнеров.
- оснащения оборудованием – мусоросборниками для раздельного сбора отходов;
- запрещается сбрасывать отходы в водоемы, реки, закапывать в земле;
- сжигать отходы вне специальных печей или устройств;
- складировать в черте города или населенного пункта;

- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию..

10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

10.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

В условиях интенсивной антропогенной деятельности, базирующейся, к сожалению, на недостаточно высоком уровне научной и технической оснащенности народного хозяйства и связанной с серьезными ошибками в технической и экологической политике, проблема экологической безопасности окружающей природной среды представляется одной из наиболее актуальных. Следует подчеркнуть, что реализация крупных народно-хозяйственных проектов, помимо достижения планируемых положительных моментов, сопровождается возникновением негативных природно-антропогенных процессов, приводящих, в частности, к ухудшению качества водных и земельных ресурсов и снижению экологической устойчивости природной среды.

С развитием высоких технологий и производством высококачественной техники значительные требования предъявляются работающему персоналу на всех стадиях от ее изготовления до эксплуатации. На первое место выходит человеческий фактор, не только профессионализм работника, но и его физическое состояние, обусловленное условиями работы.

Неблагоприятные метеорологические условия работы на открытом воздухе могут отрицательно повлиять на здоровье рабочих.

В осенне-зимний период года возможны переохлаждения, случаи отморожения и даже замерзания. Случаи переохлаждения нередки и даже весной, особенно в сырую погоду.

В результате длительного воздействия солнечных лучей у работающего в летний период может быть солнечный удар. В жаркую погоду в плохо вентилируемых помещениях возможно перегревание организма.

Углеводороды при определенных концентрациях в воздухе оказывают вредное воздействия на организм человека и могут вызывать острое отравление и заболевания.

Ежегодно стихийные бедствия, возникающие в различных странах, производственные аварии на производственных объектах, коммунально-энергетических системах городов вызывают крупномасштабные разрушения, гибель людей, большие потери материальных ценностей.

Стихийные бедствия по природе возникновения и вызываемому ущербу могут быть самыми разнообразными. К ним относятся: землетрясения, извержения вулканов, наводнения, пожары, ураганы, бури, штормы.

Наиболее объективной оценкой уровня экологической безопасности антропогенной деятельности, объединяющей различные ее аспекты: технический, экономический, экологический и социальный, является оценка суммарного риска, под которым понимается вероятность возникновения и развития, неблагоприятных природно-техногенных процессов, сопровождающихся, как правило, существенными экологическими последствиями.

При этом уровень экологического риска возрастает из-за невозможности предвидеть весь комплекс неблагоприятных процессов и их развития, из-за недостаточной информации о свойствах и показателях отдельных компонентов природной среды, необходимых для построения оперативных, среднесрочных и долгосрочных прогнозов развития каждого из природно-техногенных процессов. Существенно возрастает уровень экологического риска

из-за того, что практически невозможно оценить обобщенную реакцию природной среды от суммарного воздействия отдельных видов антропогенной деятельности и способной привести к катастрофическим последствиям.

10.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Проведение проектных работ в процессе разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ. Оценка экологического риска необходима для предотвращения и страхования возможных убытков и ответственности за экологические последствия аварий, которые потенциально возможны при проведении, практически, любого вида человеческой производственной деятельности.

Оценка экологического риска намечаемых проектных решений в процессе проведения проектируемых работ включает в себя рассмотрение следующих аспектов воздействия:

- комплексную оценку последствий воздействия на окружающую среду при нормальном ходе проектируемых работ;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом технического уровня оборудования;
- оценку ущерба природной среде и местному населению;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций;
- мероприятия по ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из матрицы.

В матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятности, возможны в течение срока производственной деятельности.

Уровень тяжести воздействия определяется, в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду, для каждого из компонентов.

Уровень экологического риска (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- низкий - приемлемый риск/воздействие.
- средний – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- высокий – риск/воздействие не приемлем.

10.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Потенциальные опасности, связанные с риском проведения разработки месторождения работ могут возникнуть в результате воздействия, как природных факторов, так и антропогенных.

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно климатическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

К природным факторам относятся:

- ✓ землетрясения;

- ✓ ураганные ветры;
- ✓ повышенные атмосферные осадки.

Согласно «Атласу природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций» площадка строительства проектируемого объекта характеризуется:

- ✓ отсутствием риска опасных гидрологических явлений (наводнения, половодья, паводка, затора, зажора, ветрового нагона, прорыва плотин, перемерзаний/пересыханий рек, способных повлиять на водоснабжение проектируемого завода);
- ✓ отсутствием риска опасных геологических и склоновых явлений (селей, обвалов, оползней, снежных лавин);
- ✓ средним риском сильных дождей;
- ✓ средним риском сильных ветров;
- ✓ низким риском экстремально высоких температур;
- ✓ средним риском экстремально низких температур;
- ✓ климатическим экстремумом «среднее многолетнее число дней в году с максимальной температурой выше 30-40°C и более»;
- ✓ сильной степенью опустынивания;
- ✓ отсутствием риска лесных и степных пожаров.

Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к разрушениям зданий и сооружений, очень низкая.

Риски извержения вулканов, цунами, ураганов, бурь, смерчей отсутствуют. Характер воздействия события: одномоментный.

Таким образом, природные (естественные) факторы, представляющие угрозу проектируемым работам, характеризуются очень низкими вероятностями.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении риска, связанном с природными факторами.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на проектируемом заводе по причине природных воздействий следует принять несущественной, так как при проектировании зданий, сооружений и инженерных сетей завода в полной мере учитываются природно-климатические особенности района месторождения.

10.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним – разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

Для отработанных привычных видов деятельности, отличающихся сравнительно невысокой сложностью и непродолжительностью деятельности, при оценке экологического риска может быть использован количественный подход.

Экологические последствия аварийных ситуаций могут быть тяжелыми, и зависят, в первую очередь, от характера аварии.

Возникновение аварийных ситуаций в результате неуправляемых газопроявлений может привести как к прямому, так и косвенному негативному воздействию на окружающую среду.

Последствия неуправляемых газопроявлений обычно тяжелые. Кроме непосредственной опасности для персонала, аварии этого типа сопровождаются загрязнением почв прилегающих территорий, воздушного бассейна - газообразными углеводородами или продуктами их сгорания в количествах, значительно превышающих ожидаемые.

На предприятии разработаны меры по уменьшению риска аварий. Своевременное и качественное проведение осмотров, регулировок, ревизий и ремонтов оборудования и приспособлений, при соблюдении правил безопасности и производственных инструкций, своевременном проведении инструктажей возникновения аварий практически исключено, что подтверждается данными за период существования предприятия ТОО «KAZPETROL GROUP».

Поскольку эксплуатация месторождения производится вдали от населенных пунктов, то воздействия на население при ликвидации скважин и технологического оборудования будут незначительными.

10.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы.

Практически работы по ликвидации носят временный характер. И соответственно, при проведении работ возникновение аварий и их воздействие на подземные и поверхностные воды исключено.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально-экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта.

Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала и может иметь экономические последствия, связанные с ликвидацией последствий выброса и устранением прорыва.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонта нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Маловероятно, что возникнет необходимость в привлечении местной рабочей силы для ликвидации аварии в случае выброса газа, т.к. данная авария будет краткосрочной.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на

окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта спецтехники, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

10.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Предприятие осуществляет свою производственную деятельность много лет, поэтому компания имеет разработанный и утвержденный “План проведения работ по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций” в соответствии со следующими положениями:

- возможные аварийные ситуации при намечаемой хозяйственной деятельности;
- методы реагирования на аварийные ситуации;
- создание аварийной бригады (численность, состав, метод оповещения и т.д.);
- фазы реагирования на аварийную ситуацию.

Важнейшую роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и охраны окружающей природной среды при проведении проектируемых работ играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками.

При проведении работ необходимо уделять первоочередное внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа);
- меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций);
- меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля;
- меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

- строгое выполнение проектных решений при проведении работ;
- обязательное соблюдение всех правил эксплуатации технологического оборудования;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- контроль за наличием спасательного и защитного оборудования и умением персонала им пользоваться;
- своевременное устранение утечки во время работы механизмов;
- использование контейнеров для сбора отходов производства и потребления;
- строгое следование Проекту управления отходами, в том числе использование контейнеров для сбора отработанных масел;

- своевременное проведение профилактического осмотра и ремонта оборудования и питающих линий.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Технические решения, предусмотренные в проекте, обеспечивают безопасность, учитывают все возможные чрезвычайные ситуации, а также мероприятия по повышению промышленной безопасности, позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму. Технологическое оборудование проектируемых объектов и всего предприятия в целом должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов, что значительно снизит вероятность возникновения аварий.

Целью предупреждения развития возможных аварий в чрезвычайные ситуации и снижения тяжести их последствия, проектом предусмотрены:

- система противоаварийной защиты, обеспечивающая перевод технологического процесса и оборудования в безопасное состояние с целью защиты персонала, имущества и окружающей среды при возникновении аварийных ситуаций и их дальнейшем развитии в аварии;
- система автоматической пожарной сигнализации для своевременного обнаружения возгорания и задымления в защищаемых помещениях и на защищаемых наружных установках и незамедлительного принятия мер по тушению пожара;
- наличие и поддержание неприкосновенного запаса противопожарной воды, позволяющего незамедлительно приступить к пожаротушению и противопожарному охлаждению;
- наличие первичных средств пожаротушения, дающее возможность тушения возникших возгораний на ранних этапах, не допуская перерастания их в крупномасштабные пожары;
- резервное электроснабжение на случай аварийного прерывания основного электроснабжения электроприемников систем и оборудования, задействованных в мониторинге и ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций (оборудования КИПиА, связи, видеонаблюдения, аварийного освещения и пожарной насосной);
- пути эвакуации из зданий и сооружений и по территории месторождений, обеспечивающие безопасную эвакуацию персонала в случае развития аварии в чрезвычайную ситуацию;

11. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ПРОЕКТИРУЕМЫМИ РАБОТАМИ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ

11.1. Социально-экономическое развитие региона

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики.

Социально-экономическая структура Актюбинской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях.

Актюбинская область — крупнейшая по территории среди областей Казахстана (после выделения Улытауской области из состава Карагандинской), а областной центр Актобе крупнейший по населению среди областных центров Казахстана. Площадь — 300 629 км² (1-е место в Казахстане), что составляет 11 % территории Казахстана.

Актюбинская область была образована 10 марта 1932 года.

Область разделена на 12 районов и 1 город областного подчинения (городская администрация):

1. Алгинский район — рц город Алга (20 239 человек)
2. Айтекебийский район — рц село Темирбека Жургенова (6447 человек)
3. Байганинский район — рц село Карауылкельды (8616 человек)
4. Иргизский район — рц село Иргиз (5742 человек)
5. Каргалинский район — рц посёлок Бадамша (5466 человек)
6. Мартукский район — рц село Мартук (10 213 человек)
7. Мугалжарский район — рц город Кандыагаш (33 725 человек)
8. Темирский район — рц посёлок Шубаркудук (12 991 человек)
9. Уилский район — рц село Уил (5460 человек)
10. Хобдинский район — рц аул Кобда (5348 человек)
11. Хромтауский район — рц город Хромтау (25 467 человек)
12. Шалкарский район — рц город Шалкар (28 088 человек)
13. город Актобе (Актюбинск).

Всего в области 8 городов (Актобе, Алга, Жем, Кандыагаш, Темир, Хромтау, Шалкар, Эмба), 4 посёлка городского типа.

11.2. Организация охраны памятников истории и культуры

Численность населения Актюбинской области на 1 июля 2024г. составила 944,6 тыс. человек, в том числе 709,8 тыс. человек (75,2%) – городских, 234,8 тыс. человек (24,9%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-июне 2024г. составил 6236 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 6550 человека).

За январь-июнь 2024г. число родившихся составило 9097 человека (на 17,5% меньше чем в январе-июне 2023г.), число умерших составило 2861 человека (на 15,2% больше чем в январе-июне 2023г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило -1031 человек (в январе-июне 2023г. – -678 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 288 человека (150), во внутренней – -1319 человек (-798).

Статистика уровня жизни

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), во II квартале 2024г. составила 370538 тенге, прирост к II кварталу 2023г. составил 14%.

Индекс реальной заработной платы во II квартале 2024г. составил 105,3%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2024г. составили 174470 тенге, что на 17,9% выше, чем в I квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период – 8,6%.

Статистика труда и занятости

Численность безработных во II квартале 2024г. составила 22,8 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 4,7 % к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 августа 2024г. составила 23309 человек, или 4,7% к численности рабочей силы.

Статистика цен

Индекс потребительских цен в июле 2024г. по сравнению декабрем 2023г. составил 104,7%.

Цены на продовольственные товары выросли на 2,4%, непродовольственные товары – на 3,1%, платные услуги для населения – на 9,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в июле 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. повысились на 2,4%.

Национальная экономика

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-июнь 2022г. (по предварительным данным) составил 1009,1 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема ВРП к соответствующему периоду 2021г. составил 101,2%.

ВРП на душу населения по области составил 1222,0 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-июнь 2022 г. производство услуг составило 51,0%, производство товаров – 40,2%, налоги на продукты – 8,8%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 3,5% объема ВРП области, промышленность – 32,5% и строительство – 4,1%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 12,0% и образование – 10,0%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-ноябре 2022г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 205347 млн. тенге. Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений, составили 254029 млн. тенге. Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (25%), операции с недвижимым имуществом (21,8%), транспорт и складирование (18,8%). Объем инвестиционных вложений малых предприятий составил 242625 млн.тенге. В ноябре 2022г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое увеличение количества юридических лиц.

С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 декабря 2022 г. составила 21,5%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (16,6%), на третьем - образование (12,1%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 50,2% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11288 зарегистрированных юридических лиц 8959 (79,4%) являются действующими, из которых 4779 (53,3%) считаются активными, т.е. занимающиеся экономической деятельностью, 1170 (13,1%) – еще не активные (вновь зарегистрированные) и 3010 (33,6%) считаются временно не активными, т.е. в данный момент простаивают по различным причинам.

Торговля

Объем промышленного производства в январе-июле 2024г. составил 1480018 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,4% больше, чем в январе-июле 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства выросли на 0,9%, в обрабатывающей промышленности - на 18,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 9,4%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений снижение - на 20,9%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-июле 2024 года составил 140868,7 млн. тенге, или 100,5% к январю-июлю 2023г.

Объем грузооборота в январе-июле 2024г. составил 24095,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 92,1% к январю-июлю 2023г.

Объем пассажирооборота – 1980,3 млн. пкм, или 100,6% к январю-июлю 2023г.

Объем строительных работ (услуг) составил 141865,7 млн. тенге, или 110,4% к январю-июлю 2023 года.

В январе-июле 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья уменьшилась на 8,3% и составила 426,4 тыс. кв. м, из них в индивидуальных жилых домах – на 21,7% (231,6 тыс. кв. м.). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию многоквартирных жилых домов увеличилась – на 13% (190,8 тыс. кв. м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июле 2024г. составил 380334,6 млн. тенге, или 81,3% к январю-июлю 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 августа 2024г. составило 19625 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,8%, в том числе 19239 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 14928 единиц, среди которых 14543 единицы – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16766 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,7%.

Реальный сектор экономики

Объем валового регионального продукта за январь-март 2024г. составил в текущих ценах 1077687,8 млн. тенге. По сравнению с январем-мартом 2023г. реальный ВРП увеличился на 12,7%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 44,8%, услуг –55,2%.

12. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

12.1. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные. Технологически обусловленные — это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;

2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;

4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при проведении работ на проектируемой территории являются двигатели внутреннего сгорания буровых установок, резервуары для нефти, насосы для откачки нефти, скважины, факел. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;

5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует;

6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях.

Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники, и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Возможное аварийное загрязнение вод.	Искусственное повышение рельефа до незатапливаемых планировочных отметок. Аккумуляция, регулирование, отвод

		поверхностных сбросных и дренажных вод с затопленных, временно затопляемых, орошаемых территорий и низинных нарушенных земель. Перехват поверхностных вод, поступающих с сопредельных территорий, осуществляется нагорными канавами, которые проходят выше защищаемой территории
Недра	Термозрозия. Просадки. Гриффообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Изъятие земель. Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 1 данного проекта) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Шоба сведена в таблицу 12.2.

Таблица 12.2 - Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений на месторождении Шоба

Компоненты окружающей среды	Категории воздействия, балл			Категория значимости
	пространственный масштаб	временный масштаб	интенсивность	
атмосферный воздух	локальное (1)	продолжительное (3)	слабое (2)	Средняя (6)
подземные воды	локальное (1)	продолжительное (3)	слабое (2)	Средняя (6)
геологическая среда	локальное (1)	продолжительное (3)	Слабое (2)	Средняя (6)
почва	локальное (1)	продолжительное (3)	слабое (2)	Средняя (6)
животный мир	локальное (1)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (9)
растительность	локальное (1)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (9)
отходы	точечный (1)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (9)
Итого:	-	-	-	Средняя (9)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует и приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Шоба составляет 9 балла, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*.

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Шоба при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

12.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям на месторождении Шоба представлены в таблице 12.3.

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие

Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие
Образование и научно-техническая сфера	Потребность в Квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие
Рекреационные ресурсы	-	
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие
Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Внешнеэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Актюбинской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценке по каждому из вариантов разработки внесут *среднее отрицательное воздействие по некоторым компонентам, и от средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

13. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении работ по вскрытию и отработки запасов полезного ископаемого – буровые и взрывные работы, выемочно-погрузочные работы, а также при работе двигателей горной спецтехники и автотранспорта, пыления породных отвалов.

Масштаб воздействия - в пределах границ.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Воздействие на земельные ресурсы осуществляться не будет, ввиду отсутствия изъятия земель. Производственная деятельность будет осуществляться на участке с использованием существующих породных отвалов.

Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит.

Масштаб воздействия – временной, на период отработки месторождения.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе отработки запасов месторождения, налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе.

Масштаб воздействия – временный, на период отработки месторождения.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующих работ по добыче углеводородного сырья.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. На территории проведения работ зарегистрированных памятников историко-культурного наследия не имеется.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Площадка карьера и породных отвалов располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

14. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Послепроектный анализ проводится в соответствии с Правилами проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа, утвержденного Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

15. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174;
13. Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека. Приказ и.о Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года;
15. Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г.
16. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
17. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

1501 7632



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.10.2015 года01784P

Выдана	Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт" Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, Айтеке би, дом № 41 А., БИН: 991240001478 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физлица или предпринимательства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальной идентификационной номер физического лица)
на занятие	Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Особые условия	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Примечание	Неограниченная, класс 1 (ограничения, класс разрешения)
Лицензиар	Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан. (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Дата первичной выдачи	<u>14.07.2007</u>
Срок действия лицензии	
Место выдачи	<u>г.Астана</u>



15017632



Страница 1 из 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01794Р

Дата выдачи лицензии 01.10.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, Айтеле би, дом № 43 А, БИН: 991240001478

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физлица или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае иностранца), индивидуализирующий идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае иностранца))

Номер приложения

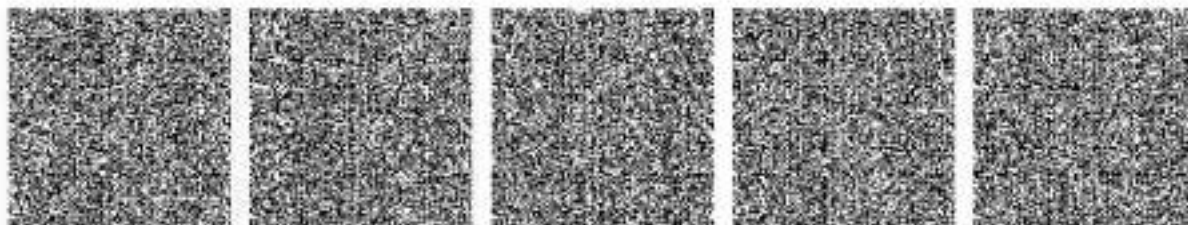
001

Срок действия**Дата выдачи приложения**

01.10.2015

Место выдачи

г.Астана



Обратите внимание на то, что на поверхности изображения присутствуют следующие элементы: 1) логотип Республики Казахстан; 2) логотип Министерства энергетики Республики Казахстан; 3) логотип Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе; 4) логотип Министерства юстиции Республики Казахстан; 5) логотип Министерства внутренних дел Республики Казахстан.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ЗАКЛЮЧЕНИЕ СКРИНИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Қазақстан Республикасының
Экология және Табиғи ресурстар
министрлігі Экологиялық реттеу
және бақылау комитетінің Ақтобе
облысы бойынша экология

Департаменті

030012 Ақтөбе қаласы, Сәнікбай батыр даңғ. 1

3 қабат. ОН қанат

Tem.: 55-75-49



Номер: KZ93VWF00199177
Департамент экологии
Актыобинской области Комитета
экологического регулирования и
контроля Министерства экологии
и природных ресурсов Республики
Казахстан

Казахстан

030012-г.Актобе, пр-т Санжибай Батыра 1.

3 этаж, правое крыло

Тел.: 55-75-49

TOO «Sunrise Energy Kazakhstan»

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлено: **Заявление о намечаемой деятельности**

(Перечисление комбинаторности представленных мотстрапов)

Материалы поступили на рассмотрение: №КЗ83Р/С00698635

10.07.2024 г.

(Дата, номер входящей регистрации)

Общие сведения

Намечаемой деятельностью планируется разработки месторождения Шоба.

В рамках проекта планируется начало реализации работ в 2024г. Завершение периода разработки планируется 2027 году.

Месторождение Шоба в географическом отношении расположено в западной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан. Байганинский район расположен в юго-западной части Актюбинской области. Административный центр – поселок Караулкельды одноименной станцией расположен на железнодорожной магистрали Кандыагаш-Атырау в 240 км от областного центра города Актобе. Месторождение Шоба расположено в 50 км от железнодорожной станции Сагыз и в 90 км от районного центра п. Караулкельды. Ближайшие населенные пункты – поселки Ебейти и Кона. Расстояние от месторождения Шоба до наиболее близлежащего поселка Ебейти составляет 12,5 км. Основными путями сообщения являются железная дорога станции Сагыз и шоссевые дороги пос. Караулкельды и станции Сагыз, связывающие с областным центром. От станции Сагыз до населенного пункта пос. Ебейти проходит грейдерная дорога, далее до месторождения проселочные грунтовые дороги. Областной центр г. Актобе расположен в 360 км к северу от месторождения Шоба. В геоморфологическом отношении район представляет собой полупустынную равнину. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с высотными отметками 100-120м. Гидрографическая сеть развита слабо. Территория бедна поверхностными водами. Основной водной артерией, пересекающей площадь, является река Сагыз с ее левым притоком Терсаккан, имеющая широкую долину и узкое русло. Исследуемая площадь пересечена редкой сетью грунтовых дорог, связывающих между собой пос. Ебейти, Кона, Алтай-батыр, а также отдельные участки отгонного животноводства.

Площадь геологического отвода контрактной территории составляет 1,94 км². Координаты угловых точек контрактной территории ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan»: 1) 47°58'39" с.ш., 55°12'22" в.д.; 2) 47°58'51" с.ш., 55°12'21" в.д.; 3) 47°58'50" с.ш., 55°13'23" в.д.; 4) 47°58'37" с.ш., 55°14'22" в.д.; 5) 47°58'22" с.ш., 55°14'50" в.д.; 6) 47°58'06" с.ш., 55°14'49" в.д.; 7) 47°58'20" с.ш., 55°13'46" в.д.; 8) 47°58'30" с.ш., 55°13'16" в.д.

Краткое описание намечаемой деятельности

Проектом рассмотрено 3 варианта разработки месторождения, различающиеся количеством намечаемых к бурению скважин. По технико-экономическим расчетам рекомендован 2 вариант разработки. Вариант 1 (базовый). Продолжение реализации решений утвержденного варианта разработки действующего проектного документа ПР-2022г. без

Утвержденный вариант разработки действующего проектного документа ПП-2022г.



перевода под нагнетание скважины Ш-6, в связи с пригоном нефти в скважину после длительного ее бездействия, т.к. действующим проектом перевод под нагнетание данной скважины был предусмотрен в случае достижения 100% обводненности продукции. Так же дополнительно заложены ГТМ по борьбе с обводненностью продукции. Согласно 1 варианту, эксплуатационный фонд скважин месторождения, в который на дату проекта входят 12 добывающих и 2 нагнетательные скважины остается соответственно факту. Вариант 2 (рекомендуемый), основан на проектных решениях 1 варианта разработки. Дополнительно предусмотрен ввод из бурения одной горизонтальной добывающей скважины Ш-17 в 2027г. Вариант 3 отличается от 2 варианта бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины Ш-18 в 2027г. Максимальные показатели среднесуточной добычи нефти и газа по 2 рекомендуемому варианту разработки с точки зрения технико-экономических расчетов составляют: нефти – 4,4 т/сут (2028г), жидкости – 18,1 т/сут, попутного газа – 1,375 м3/сут (2028г). Для газа из газовой шапки рассчитан 1 вариант разработки. Добыча газа из газовой шапки запроектирована с 2030 года. Максимальные показатели среднесуточной добычи газовой шапки составляет 39,6 м3/сут (2031г). Согласно протоколу ПКЗ от 24.05.2024г №2672-24-У, утвержденные начальные запасы углеводородов месторождения Шоба составляют: Нефти: - по категории С1: геологические – 1876 тыс.т, извлекаемые – 473 тыс.т.; - по категории С2 геологические – 18 тыс.т, извлекаемые – 2 тыс.т. Растворенного газа: - по категории С1: геологические – 49 млн.м3, извлекаемые – 13 млн.м3; Запасы газа газовой шапки: - по категории С1: геологические – 181 млн.м3, извлекаемые – 87 млн.м3. В целом по месторождению доля запасов нефти по категории С1 составляет 99%. Ввиду незначительных геологических и извлекаемых запасов нефти категории С2 (всего 18,0/2,0 тыс.т), выявленных по результатам интерпретации материалов ГИС, испытание данного горизонта на дату проектирования предполагается экономически нецелесообразным. По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 17 ед. Из них 4 поисковые скважины, 3 оценочные скважины, 2 опережающе-добывающие, 1 нагнетательная и 7 эксплуатационных скважин.

На месторождении все скважины эксплуатируются механизированным способом с использованием винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ). Устья добывающих скважин оборудованы фонтанными арматурами типа АФК-65х21 ГОСТ 13846-84. Внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин состоит из колонны НКТ и пакера на рабочее давление 21 МПа диаметром 118 мм для эксплуатационной колонны диаметром 140-146 мм, который защищает эксплуатационную колонну труб от воздействия нагнетаемой среды. Максимальные показатели добычи нефти и газа по 2 рекомендуемому варианту разработки с точки зрения технико-экономических расчётов составляют: нефти – 19,7 тыс. тонн (2028г), жидкости – 81,5 тыс. тонн, попутного газа – 0,495 млн. м³/год (2028г). Для газа из газовой шапки рассчитан 1 вариант разработки. Добыча газа из газовой шапки запроектирована с 2030 года. Максимальные показатели добычи газовой шапки составляет 5731,1 тыс. м³ (2031г). Нефть на месторождении Шоба относится к высоковязкой (вязкость нефти в пластовых условиях – 12,46 мПа·с), малосернистой (содержание серы 0,34 %), малосмолистой (содержание смол силикагелевых 3,6%), но парафинистой (содержание парафина – 1,5%). Транспортировка сырья от скважин до УПН месторождения Шоба осуществляется по однотрубной лучевой герметизированной системе сбора, где скважинная продукция от каждой скважины подается по отдельной выкишной линии до АГЗУ (автоматизированная групповая замерная установка), далее потоки объединяются в общий коллектор и поступают на УПН. На данном этапе в общий коллектор с помощью блока дозирования реагента БДР-1 в смесь подается реагент демульгатор. Скважинная продукция по общему коллектору поступает на НГС (нефтегазовый сепаратор) для дегазации. Далее, нефтяная эмульсия поступает на отстойник нефти ОГН-1, где происходит отделение пластовой воды. Отделившийся в процессе дегазации газ поступает в газовый сепаратор СЦВ-8г, далее осушенный газ поступает в качестве топлива на печи подогрева ПП-0,63. Контроль и управление подачи газового топлива на печи подогрева осуществляется с помощью шкафа газораспределительного ГСГО. После прохождения через отстойник, нефть поступает на всасывающий коллектор насосов. На данном этапе в нефть добавляется пресная вода. Далее, под давлением насосов нефть проходит через печи подогрева нефти и поступает на второй

отстойник нефи, аналогичный первому. В данном отстойнике происходит отделение осевших на дно осадков от осветленной воды. Выходящая из отстойника вода поступает в отстойник для осадка, который периодически выгружается в канализацию. Выходящая из отстойника вода поступает в отстойник для осадка, который периодически выгружается в канализацию. Выходящая из отстойника вода поступает в отстойник для осадка, который периодически выгружается в канализацию.



промывочной воды, которая сбрасывается в специальную емкость. После первичного отстоя, нефть самотеком поступает в резервуары каскада отстоя нефти, где происходит окончательное гидростатическое отделение нефти от остаточной промывочной воды. Данная операция позволяет нефти после прохождения всего каскада, состоящего из трех резервуаров, полностью освободиться от воды. Далее нефть посредством перекачки насосами поступает в резервуары накопления нефти. После заполнения резервуаров накопления нефти, нефть посредством перекачки подается на стояк налива в автоцистерны и вывозится автотранспортом до потребителя. Вода, выделившаяся на всех стадиях технологического процесса, поступает самотеком в подземную емкость, откуда по мере заполнения емкости, также перекачивается на стояк налива и вывозится автоцистернами.

Основной водной артерией, близлежащей рекой является река Сагыз, расстояние от месторождения Шоба до реки Сагыз составляет – 10 км. На месторождении Шоба вода для питьевых нужд поставляется автоцистернами из п. Копа. Источником водоснабжения непосредственно на площади месторождения является привозная вода: бутилированная вода питьевого качества, техническая вода для производственных целей. Водоохранная зона нет.

Обеспечение технической водой для бурения скважины осуществляется из специально пробуренной скважины.

Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения – водопотребление – 2664,9 м³, водоотведение – 2131,9 м³. Баланс водоотведения и водопотребления при бурении одной горизонтальной скважины – водопотребление – 175,26 м³, водоотведение – 100,21 м³.

Источники электроснабжения: на период строительства скважин – дизельные электростанции различной мощности. Источники теплоснабжения: на период строительства – электрообогреватели. На период эксплуатации – электрообогреватели.

Согласно данным РГКП «Казахское лесохозяйственное предприятие» Комитета Лесного хозяйства и животного мира МЭПР РК планируемый участок расположен в Байганинском районе Актобинской области, находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица.

В Байганинском районе встречаются дикие животные, такие как, волк, лиса, степной хорек, заяц, барсук, кабан и птицы: утка, гусь, лысуха, куропатка, является ареалом обитания птиц, занесенных в Красную Книгу Республики Казахстан обитают: степной орел, стрепет и сова.

Также в летний период встречаются сайгаки популяции Устьюрт, охота на которых запрещена в Республике Казахстан.

Кроме того, в весенне-осенний период, то есть во время перелета птиц, встречаются лебеди-кликун, серый журавль, краснозобая казарка.

Ориентировочные суммарные выбросы от стационарных источников при эксплуатации месторождения Шоба составляет – **18,4658058989 г/с, 94,8960046093 т/г**. Наименование загрязняющих веществ и их класс опасности: Железо (II, III) оксиды (3 кл) - 0,004805 т/г, Марганец и его соединения (2 кл) - 0,0005365 т/г, Азота (IV) диоксид (2 кл) – 27,530717077 т/г, Азот (II) оксид (3 кл) – 5,12073373 т/г, Углерод (3 кл) – 1,747874459 т/г, Сера диоксид (3 кл) – 4,702138748 т/г, Сероводород (2 кл) - 0,005332869 т/г, Углерод оксид (4 кл) - 24,327546479 т/г, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 кл) - 0,000221 т/г, Фториды неорганические плохо растворимые (2 кл) - 0,000262 т/г, Метан (не кл.) – 0,690083147 т/г, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (не кл.) – 11,957840588 т/г, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (не кл.) – 4,426545318 т/г, Бензол (2 кл) - 0,025937272 т/г, Диметилбензол (3 кл) - 0,075653978 т/г, Метилбензол (3 кл) - 0,016308454 т/г, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (1 кл) - 0,0000495903 т/г, Метанол (3 кл) – 0,002982 т/г, Формальдегид (2 кл) – 0,450815 т/г, Уайт-спирит (не кл.) – 0,045 т/г, Алканы C12-C19 (4 кл) – 11,2021454 т/г, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 кл.) - 2,562476 т/г.

Ориентировочные суммарные выбросы от стационарных источников при бурении одной горизонтальной скважины месторождения Шоба составляет – **22,280931 г/с, 24,401153 т/г**. Наименование загрязняющих веществ и их класс опасности: Железо (II, III) оксиды (3 кл) - 0,00464 т/г, Марганец и его соединения (2 кл) - 0,000399 т/г, Азота (IV) диоксид (2 кл) – 9,222459 т/г, Азот (II) оксид (3 кл) – 1,4985438 т/г, Углерод (3 кл) – 0,57672 т/г, Сера диоксид (3 кл) – 4,702138748 т/г.

Без права копирования. Данное издание является электронным документом, который не имеет юридической силы и не может использоваться в качестве доказательства. Данное издание является электронным документом, который не имеет юридической силы и не может использоваться в качестве доказательства. Данное издание является электронным документом, который не имеет юридической силы и не может использоваться в качестве доказательства.



(3 кл) – 1,44054 т/г, Сероводород (2 кл) – 0,0005976 т/г, Углерод оксид (4 кл) – 7,49935 т/г, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 кл) – 0,000651 т/г, Фториды неорганические плохо растворимые (2 кл) – 0,00143 т/г, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (не кл.) – 0,0520619 т/г, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (не кл.) – 0,1013433 т/г, Бензол (2 кл) – 0,0019089 т/г, Диметилбензол (3 кл) – 0,0005783 т/г, Метилбензол (3 кл) – 0,0012006 т/г, Бенз/а/пирен (3,4-Бензипирен) (1 кл)– 1,5849Е-05 т/г, Формальдегид (2 кл) – 0,144117 Масло минеральное нефтяное – 0,0001344 т/г, Алканы C12- C19 (4 кл) – 3,69225 т/г, Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (3 кл.) – 0,160882 Пыль абразивная – 0,000524 т/г.

Сброс сточных вод в рельеф местности и на природные водоёмы, водотоки не предусматривается. Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам специальные септики, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальными автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором со специализированной организацией.

На месторождении Шоба отсутствуют полигоны, мусельники или иные специализированные объекты для хранения, захоронения, накопления отходов производства и потребления. Все виды образующихся отходов вывозятся с месторождения и передаются сторонним компаниям для утилизации/захоронения. Площадка для временного хранения производственных отходов предназначена для временного хранения отходов. Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в ёмкостях (металлических контейнерах) на специализированных площадках, что исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будет заключен непосредственно перед началом проведения работ.

Объем образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения, составит: **728,233075 т/г**, в том числе отходов производства – 638,803075 т/г, отходов потребление – 89,43 т/г. Опасные отходы: Лампы люминесцентные (20 01 21*) – 0,043 т/г, нефтешлам (01 05 05*) – 152,63 т/г, отработанные аккумуляторы (16 06 01*) – 0,92 т/г, отработанные масла (13 02 06*) – 49,85 т/г, отработанные фильтры (15 02 02*) – 0,728 т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 1,27 т/г, тара из-под масел и нефти (16 07 08*) – 4,13 т/г, замазученный грунт (17 05 03*) 10 т/г, буровой шлам (01 05 05*) – 200 т/г, отработанный буровой раствор (01 05 05*) – 200 т/г, машинные отходы (18 01 09*) – 0,055 т/г. Не опасные отходы: металлолом – (16 01 17) – 10 т/г, отарки сварочных электродов – (17 04 07) – 0,002 т/г, отработанные шины (16 01 03) – 3,2 т/г, строительные отходы (17 09 04) – 5 т/г, коммунальные отходы (20 03 01) – 25,1625 т/г, пищевые отходы (20 01 08) – 2,8 т/г, отходы оргтехники (20 01 36) – 0,5 т/г, резинотехнические изделия (19 12 04) – 0,3 т/г, спенодежда (15 02 03) – 0,05 т/г, макулатура (15 01 01) – 13,2 т/г, пластмасса (16 01 19) – 1,65 т/г, стекло (16 01 20) – 1,2375 т/г, отходы эмали (08 02 01) – 0,125075 т/г.

Объем образования отходов производства и потребления при бурении одной горизонтальной скважины месторождения Шоба, составит: 518,3778 т/г, в том числе отходов производства – 512,8578 т/г, отходов потребление – 5,52 т/г. Опасные отходы: Отработанные масла (13 02 06*) – 4,2 т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,2032 т/г, использованная тара (16 07 08*) – 0,15 т/г, буровой шлам (01 05 05*) – 235,2 т/г, отработанный буровой раствор (01 05 05*) – 265,1 т/г. Не опасные отходы: металлолом – (16 01 17) – 8,0 т/г, отарки сварочных электродов – (17 04 07) – 0,0046 т/г, коммунальные отходы (20 03 01) – 5,52 т/г.

Намечаемая деятельность согласно - «Разработки месторождения Шоба» (разведка и добыча углеводородов) относится к I категории, оказывающей значительное негативное воздействие на окружающую среду в соответствии пп.1.3 п.1 Раздела 1 Приложения 2 к Экологическому кодексу РК.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

На территории месторождения Шоба ведется производственный экологический мониторинг окружающей среды. По результатам мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Существующая система экологического контроля на территории месторождения захватывает вид намечаемой деятельности. Следовательно, рекомендуется продолжить проведение мониторинга и контроля за состоянием окружающей среды в рамках существующей Программы.

[illegible]

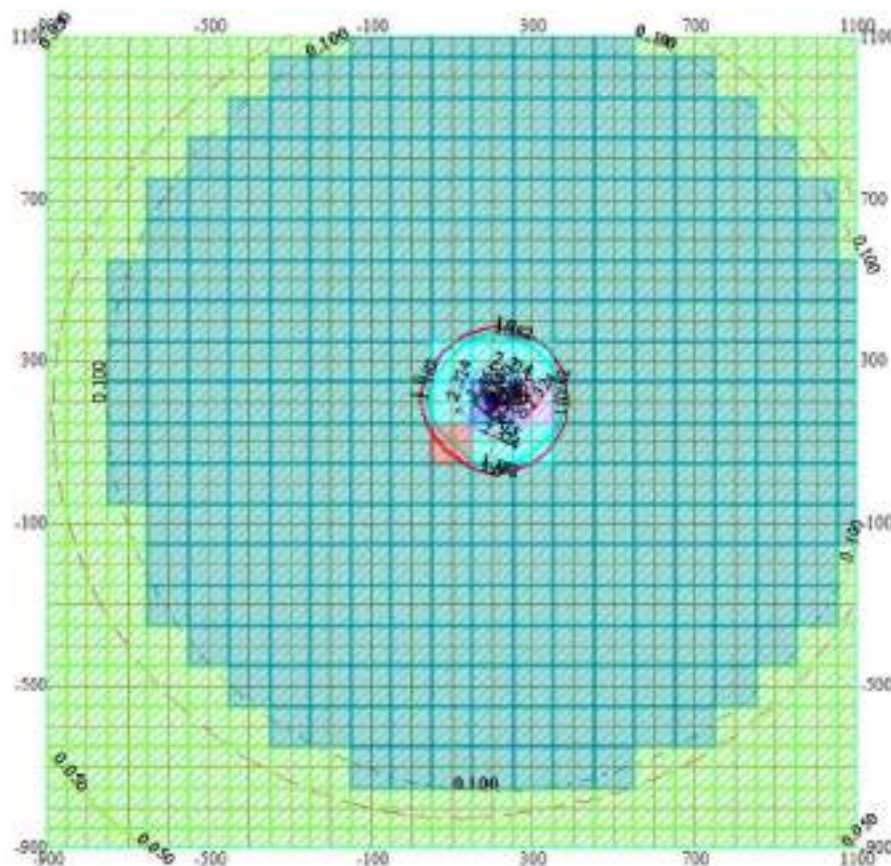
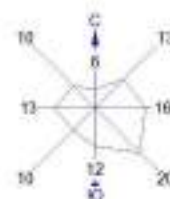
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ РАССЕЙВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Город : 713 р/н Байганин

Объект : 0001 при бурении месторождения Шоба Вар.№ 2

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



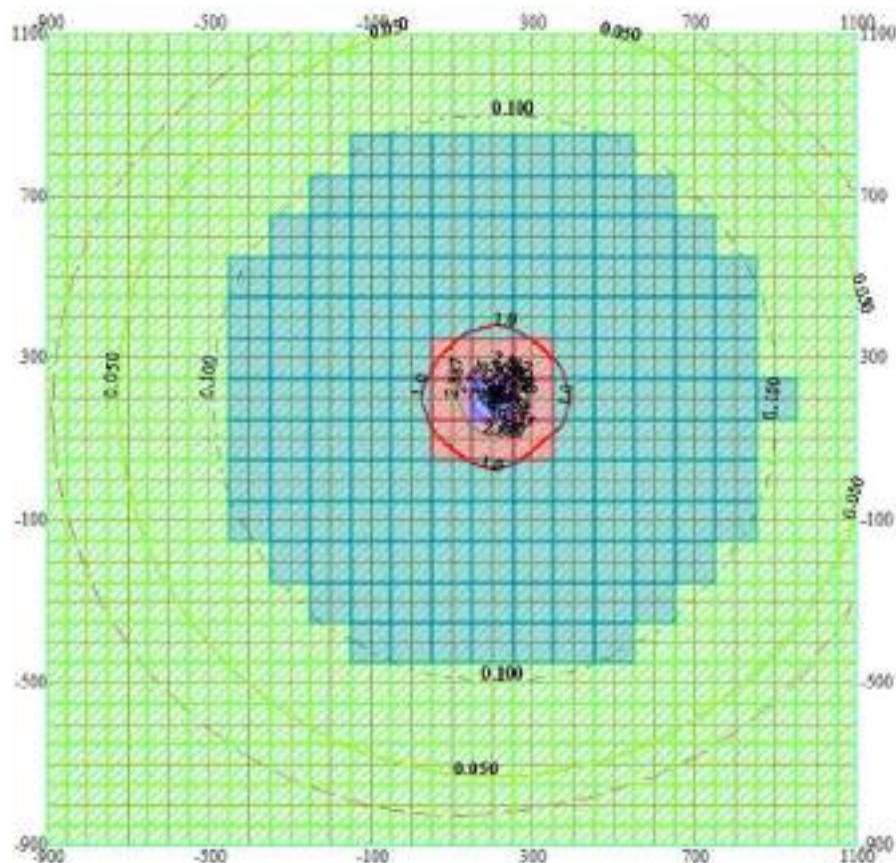
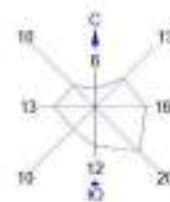
Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01



Макс. концентрация 4.6069168 ПДК достигается в точке x= 200, y= 200.
При опасном направлении 28° и опасной скорости ветра 0.5 м/с.
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
Расчет на существующее положение.

Город : 713 р/н Байганин
 Объект : 0001 при бурении месторождения Шоба Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

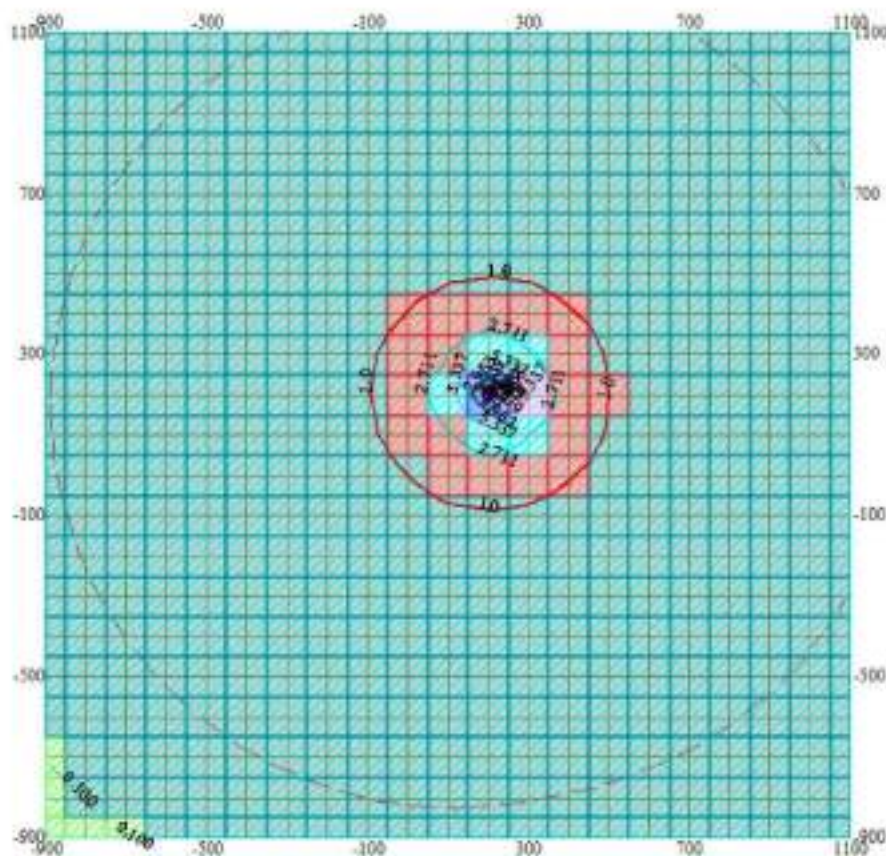
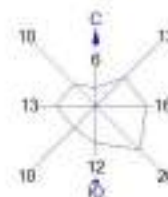


Условные обозначения:
 Санитарно-защитная зона, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

0 147 441 м
 Масштаб 1:14700

Макс концентрация 11.4024841 ПДК достигается в точке x= 200 y= 200
 При опасном направлении 27° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

Город : 713 р/н Байганин
 Объект : 0001 при бурении месторождения Шоба Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

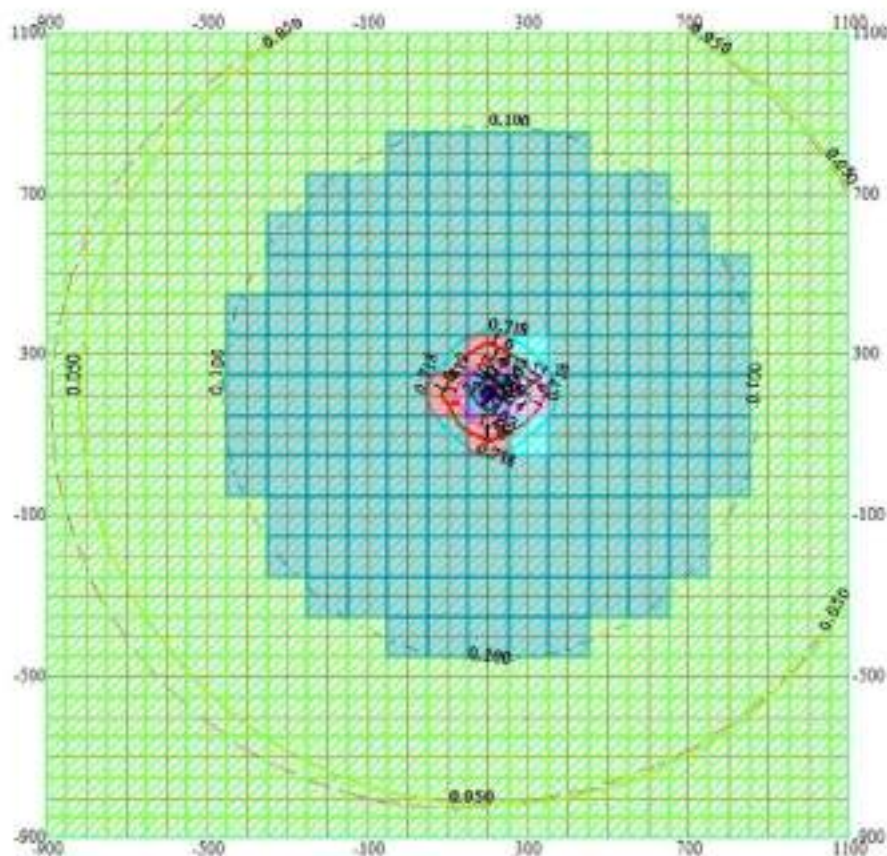
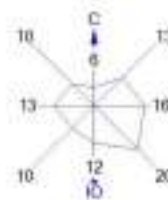


Условные обозначения:
 Санитарно-защитная зона, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

0 147 441 м.
 Масштаб 1:34700

Макс концентрация 10.5893507 ПДК достигается в точке x=200 y=200
 При основном направлении 28° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

Город : 713 р/н Байганин
 Объект : 0001 при бурении месторождения Шоба Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

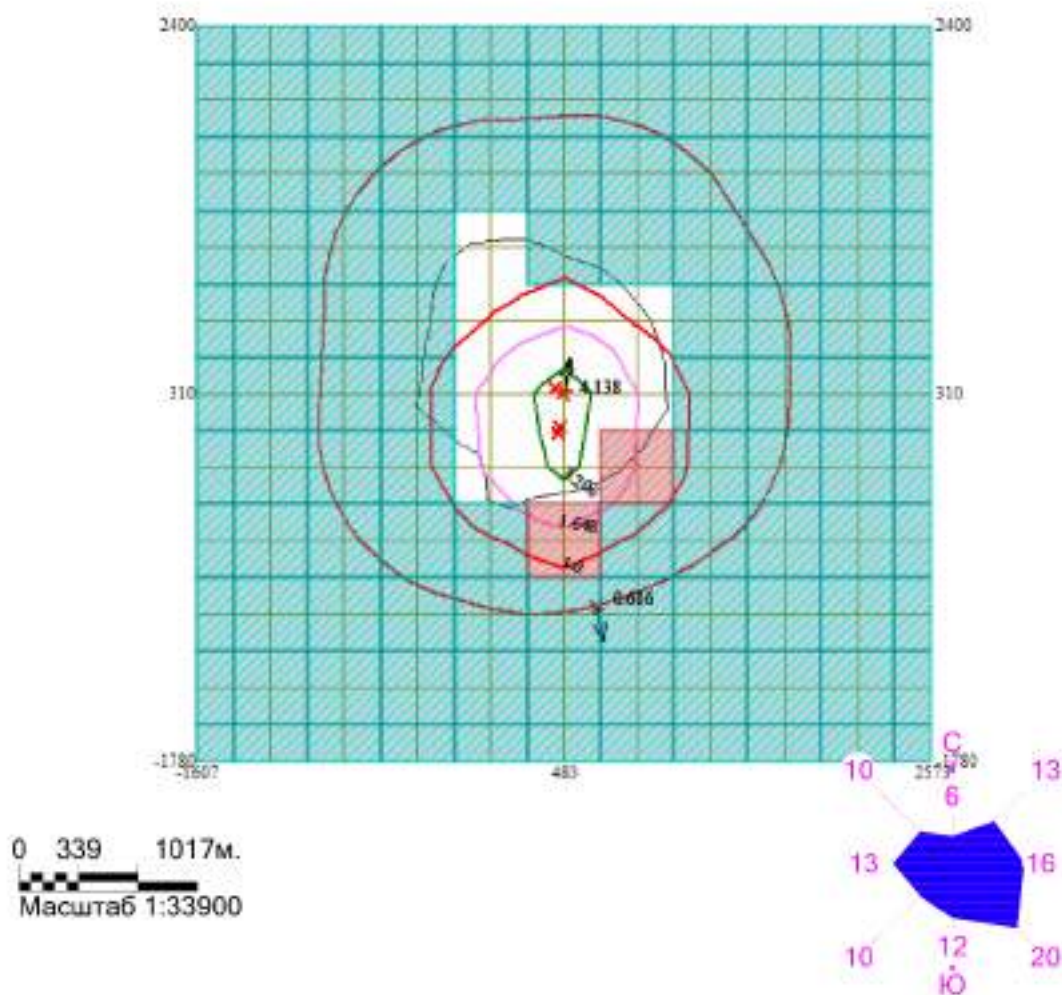


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

0 147 441м.
 Масштаб 1:14700

Макс концентрация 2.8022587 ПДК достигается в точке х=200 у=200
 При осяевом направлении 28° и осяевой скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующем положении.

Город : 333 Байганинский район
 Объект : 0004 ТОО "Sunrise Energy Kazakhstan"
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Макс концентрация 4.1382532 ПДК достигается в точке $x=483$ $y=310$
 При опасном направлении 188° и опасной скорости ветра 4.08 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4180 м, высота 4180 м,
 шаг расчетной сетки 418 м, количество расчетных точек 11*11

Город : 333 Байганинский район
 Объект : 0004 ТОО "Sunrise Energy Kazakhstan"
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

