



Утверждаю:

Генеральный директор

АО «Кристалл Менеджмент»

Сайзинұлы Д.

202_ год

**ОТЧЕТ
О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НАМЕЧАЕМОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
К ПРОЕКТУ
«ДОПОЛНЕНИЕ №2 К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕСТОБЕ
АО «Кристалл Менеджмент»
(по состоянию изученности на 01.09.2021г.)»**



Директор

ИП «ЭКО-ОРДА»

Әбдиев С. Б.

г. Кызылорда, 2021 год

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Исполнители	Должность
Әбдиев Серік Бекенұлы	Директор ИП «ЭКО-ОРДА»
Контакты	
Тел. +7777 7851346	
Адрес предприятия	
Местонахождение - г. Кызылорда, мкр. Сырдария, дом № 20, кв.39	
Государственная лицензия 02468Р выдана МЭ РК от 08.04.2019 года на выполнение работ и услуги в области охраны окружающей среды, приложение к лицензии № 19008099 на природоохранное нормирование и проектирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности.	

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ РК	11
Раздел 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	14
1.1. Физико-географическое положение проведения работ.....	15
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	16
1.2.1. Геологическое строение месторождения.....	16
1.2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	21
1.2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды.....	26
1.2.4. Физико-гидродинамические характеристики.....	34
1.2.5. Запасы нефти и газа.....	36
1.3. Гидрогеологические (и геокриологические) условия.....	42
Раздел 2. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ...	43
2.1. Климатическая характеристика.....	43
2.1.1. Современное состояние воздушного бассейна.....	44
2.2. Характеристика почв.....	45
2.3. Характеристика растительных сообществ.....	46
2.4. Характеристика животного мира.....	47
2.5. Радиационная обстановка.....	49
Раздел 3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА	52
3.1. Социально-экономические условия региона.....	52
3.2. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории.....	55
3.3. Памятники истории и культуры.....	56
Раздел 4. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	57
4.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации.....	57
4.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации...	58
4.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований.....	60
4.4. Анализ результатов геофизических исследований скважин в колонне.....	82
4.5. Характеристика фонда пробуренных скважин.....	90
4.6. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов.....	93
4.7. Расчет запасов нефти проектных скважин.....	96
4.8. Прогнозные технологические показатели пробной эксплуатации.....	100
4.9. Техника и технология добычи нефти.....	115
Раздел 5. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ПРОИЗВОДСТВА	124
5.1. Краткое описание проектируемых работ.....	124
5.2. Характеристика производства как источника загрязнения атмосферы.....	135
5.3. Название использованной программы автоматизированного расчета загрязнения атмосферы.....	150
5.4. Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух на уровне, соответствующем передовому мировому опыту.....	151
5.5. Санитарно-защитная зона (СЗЗ).....	152
5.6. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ).....	152
Раздел 6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	153
6.1. Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	154
Раздел 7. ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	155
7.1. Водохозяйственная деятельность	155
7.2. Оценка воздействия на водные ресурсы	157
7.2.1. Воздействие на поверхностные воды.....	157
7.2.2. Воздействие на подземные воды.....	157
7.3. Мероприятия по защите водных ресурсов от загрязнения и истощения	158
Раздел 8. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА	160
8.1. Оценка воздействия на почву	160
8.2. Мероприятия по предотвращению загрязнения почв и почвенного покрова	162

8.2.1.	Рекультивация нарушенных земель.....	162
Раздел 9.	ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ.....	163
9.1.	Классификация отходов	169
9.2.	Обращение с отходами	170
9.3.	Возможные нештатные ситуации.....	171
9.4.	Оценка воздействия отходов на окружающую среду.....	171
9.5.	Мероприятия по минимизации объемов и снижению токсичности отходов производства и потребления	172
9.6.	Производственный контроль при обращении с отходами.....	173
9.7.	Оценка воздействия отходов на окружающую среду.....	173
9.8.	Рекомендации по минимизации отрицательного воздействия.....	174
Раздел10.	ОХРАНА НЕДР	175
10.1.	Мероприятия по сохранению недр	177
Раздел11.	РАСТИТЕЛЬНЫЙ МИР	178
11.1.	Оценка воздействия на растительность	178
11.2.	Мероприятия по снижению степени воздействия на растительный мир	179
Раздел12.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....	180
12.1.	Мероприятия по снижению степени воздействия на животный мир	182
Раздел13.	ФАКТОРЫ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	183
13.1.	Производственный шум	183
13.2.	Электромагнитные излучения.....	184
13.3.	Защита от шума, вибрации и ультразвука	184
13.4.	Мероприятия по снижению шумового, вибрационного электромагнитного воздействия	185
13.5.	Комплексная оценка воздействия.....	185
Раздел 14.	ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	186
14.1.	Понятие и определение	186
14.2.	Аварийные ситуации, возможные в процессе бурения	187
14.3.	Причины возникновения аварийных ситуаций	187
14.4.	Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций	187
14.5.	Анализ риска, возможный ущерб	188
14.6.	Мероприятия по технике безопасности	189
14.7.	Природоохранные мероприятия.....	189
Раздел15.	СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	193
15.1.	Состояние здоровья населения	193
15.2.	Оценка воздействия на социально-экономическую сферу.....	194
15.3.	Предложения по организации и составу проведения специальных комплексных изысканий и исследований.....	196
15.4.	Определения значимости (интегральной оценки) воздействия.....	196
Раздел 16.	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ.....	197
Раздел17.	ПЛАТА ЗА НЕИЗБЕЖНЫЙ УЩЕРБ И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	201
Раздел18.	ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	203
-	ВЫВОДЫ.....	204
-	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	205
Информационные приложения		
1	Расчеты валовых выбросов вредных веществ в атмосферу	
2	Копия гос. лицензии ИП «ЭКО-ОРДА» на природоохранное проектирование, нормирование	

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа представляет собой проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к Дополнению №2 в Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе» на 2021-2023 годы.

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.

Экологическая оценка – процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду. Видами экологической оценки являются стратегическая экологическая оценка, оценка воздействия на окружающую среду, оценка трансграничных воздействий и экологическая оценка по упрощенному порядку.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 Экологического Кодекса Республики Казахстан.

Оценка воздействия на окружающую среду включает в себя следующие стадии:

- 1) рассмотрение заявления о намечаемой деятельности в целях определения его соответствия требованиям ЭК, а также в случаях, предусмотренных ЭК, проведения скрининга воздействий намечаемой деятельности;
- 2) определение сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду;
- 3) подготовку отчета о возможных воздействиях;
- 4) оценку качества отчета о возможных воздействиях;
- 5) вынесение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду и его учет;
- 6) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с ЭК.

Для организации оценки возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду:

- 1) инициатор намечаемой деятельности представляет проект отчета о возможных воздействиях в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в соответствии с пунктами 6 – 8 статьи 72 ЭК;
- 2) инициатор намечаемой деятельности распространяет объявление о проведении общественных слушаний в соответствии с пунктом 4 статьи 73 ЭК;
- 3) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в случае, предусмотренном пунктом 19 статьи 73 ЭК, создает экспертную комиссию;
- 4) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды выносит заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со статьей 76 ЭК;
- 5) инициатор намечаемой деятельности организует проведение послепроектного анализа в соответствии со статьей 78 ЭК.

На этапе оценки воздействия на окружающую среду приведена обобщенная характеристика природной среды в районе намечаемой деятельности, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные позиции по оценке воздействия на окружающую среду. Также даны рекомендации по

минимизации воздействия на компоненты природной среды. Предложены мероприятия по снижению экологического риска.

Разработчиком является ИП «ЭКО-ОРДА», имеющий государственную лицензию №02468 Р выданным Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 08.04.2019 г. на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования.

Недропользователь: АО «Кристалл Менеджмент», г. Алматы, ул. Байзакова, 280 БЦ «Almaty Towers», северная башня (21 этаж). Контракт № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., Контрактная территория расположена на территории Кызылординской области Республики Казахстан.

Подрядная организация: разработчик проекта «Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе является ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Шымкент, мкр. «Турлан», ул. Шмидта, дом 1 «В» строение, 160020, Республика Казахстан. Государственная лицензия № 14016156 от «27» октября 20014 г.

Настоящий проектный документ «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к Дополнению №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе» АО «Кристалл Менеджмент» выполнен на основании технического задания и договора, заключенный между ТОО «Мунайгазгеолсервис» и ИП "ЭКО-ОРДА", Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

Лицензионная территория м/р Бестобе АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36 осуществляет добычу углеводородного сырья.

Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18 256,48 км².

На основании Дополнения №8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., а также утвержденного ГКЗ Республики Казахстан в оперативном порядке запасов нефти и газа разработан настоящий проектный документ «**Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)**». Период разведки по письменному обращению недропользователя в Компетентный орган был продлен до «31» октября 2023 года.

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи пробной эксплуатации – бурение и ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки и ввод в пробную эксплуатацию семи ранее пробуренных скважин; изучение приемистости коллекторов и пробная закачка воды в интервалы продуктивного горизонта М-0-4; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных биостратиграфических исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; для доразведки и перевода запасов

категории С₂ в промышленную категорию С₁, рекомендовано провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки по письменному обращению недропользователя Компетентным органом был продлен до «31» октября 2023 г.

Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ РК

Главной задачей законодательных актов и нормативно-методических документов Республики Казахстан по охране окружающей среды является обеспечение человека и живого мира благоприятной для его жизни и здоровья средой обитания.

Основой природоохранного законодательства является Конституция, которая провозглашает: земли, недра, воды, растительный и животный мир находятся исключительно в государственной собственности, охрана окружающей среды – одна из общегосударственных задач. В данном разделе приводится краткий обзор основных законов и нормативных документов, регулирующих вопросы загрязнения окружающей среды, образующиеся в процессе проведения вышеуказанных работ. Нормативно-правовая база находится в постоянном развитии. Информация, содержащаяся в этой части проекта, основана на действующих, на момент эксплуатации законах и нормативных документах.

Ниже приведён перечень основных природоохранных Законов Республики Казахстан и их положения:

Конституция Республики Казахстан, принятая 28 января 1993 г., предоставляет гражданам право на благоприятную для жизни и здоровья окружающую природную среду. Конституцией определено, что земля, ее недра, воды, растительный и животный мир, другие природные ресурсы находятся исключительно в государственной собственности

Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02 января 2021 года № 400-VI ЗРК.)

В Экологическом Кодексе Республики Казахстан указано, что оценка воздействия на окружающую среду и здоровье населения действующих и планируемых предприятий является обязательной и неотъемлемой частью предпроектной и проектной документации. По результатам проведенной оценки воздействия на окружающую среду заказчиком подготавливается и представляется заявление об экологических последствиях планируемой или осуществляемой хозяйственной деятельности, служащее основанием для подготовки решений о ее реализации.

Реализация проектов планируемой хозяйственной и иной деятельности без положительного заключения государственной экологической экспертизы запрещена. Государственная экологическая экспертиза проводится уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и местными исполнительными органами в пределах их компетенции.

Экологический Кодекс регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории Республики Казахстан.

Участниками регулируемых Экологическим Кодексом отношений являются физические и юридические лица, государство, а также государственные органы, осуществляющие государственное регулирование в области охраны окружающей среды и государственное управление в области использования природных ресурсов.

Основными принципами экологического законодательства Республики Казахстан являются:

- обеспечение экологической безопасности;
- экосистемный подход при регулировании экологических отношений;
- государственное регулирование в области охраны окружающей среды и государственное управление в области использования природных ресурсов;
- обязательность превентивных мер по предотвращению загрязнения окружающей среды и нанесения ей ущерба в любых иных формах;
- неотвратимость ответственности за нарушение экологического законодательства Республики Казахстан;
- обязательность возмещения ущерба, нанесенного окружающей среде;

- платность и разрешительный порядок воздействия на окружающую среду;
- применение наилучших экологически чистых и ресурсосберегающих технологий при использовании природных ресурсов и воздействии на окружающую среду;
- взаимодействие, координация и гласность деятельности государственных органов по охране окружающей среды;
- стимулирование природопользователей к предотвращению, снижению и ликвидации загрязнения окружающей среды, сокращению отходов;
- доступность экологической информации;
- гармонизация экологического законодательства Республики Казахстан с принципами и нормами международного права;
- презумпция экологической опасности планируемой хозяйственной и иной деятельности и обязательность оценки воздействия на окружающую среду, и здоровье населения при принятии решений о ее осуществлении.

Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Установлена компетенция органов государственной власти и управления в области регулирования водных отношений. Определен порядок производства работ на водоемах и в охранных зонах. Регламентированы виды водопользования и условия их существования, включая плату за пользование водными ресурсами.

Дифференцированы условия пользования водоемами для питьевых, бытовых и иных нужд сельского хозяйства, для промышленных целей, для нужд гидроэнергетики, транспорта, рыбного и охотничьего хозяйства, для противопожарных нужд заповедников и заказников. Установлен порядок эксплуатации водохранилищ, водоподпорных и других гидротехнических сооружений на реках и каналах.

Освещены основные правовые требования к сохранению природных вод, включая охрану вод от загрязнения и истощения, в том числе подземных вод и малых рек.

Предусмотрен порядок государственного учета и планирования использования вод. Установлена ответственность за нарушение водного законодательства и порядок разрешения водных споров.

Земельный кодекс – 20 июня 2003 год (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель, предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв.

Целями охраны земель являются:

1) предотвращение деградации и нарушения земель, других неблагоприятных последствий хозяйственной деятельности путем стимулирования экологически безопасных технологий производства и проведения лесомелиоративных, мелиоративных и других мероприятий;

2) обеспечение улучшения и восстановления земель, подвергшихся деградации или нарушению;

3) внедрение в практику экологических нормативов оптимального землепользования.

Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Настоящий Закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе проведения мероприятий по гражданской защите, и направлен на предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, оказание экстренной медицинской и психологической помощи населению, находящемуся в зоне чрезвычайной ситуации, обеспечение пожарной и промышленной безопасности, а также определяет основные задачи, организационные принципы построения и функционирования

гражданской обороны Республики Казахстан, формирование, хранение и использование государственного материального резерва, организацию и деятельность аварийно-спасательных служб и формирований.

Кодекс Республики Казахстан «О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ» (с изменениями и дополнениями на 2021 г.)

Настоящий Кодекс определяет режим пользования недрами, порядок осуществления государственного управления и регулирования в сфере недропользования, особенности возникновения, осуществления и прекращения прав на участки недр, правового положения недропользователей и проведения ими соответствующих операций, а также вопросы пользования недрами и распоряжения правом недропользования и другие отношения, связанные с использованием ресурсов недр.

Использование земель, водных и других природных ресурсов регулируется в соответствии с земельным, водным и экологическим законодательством Республики Казахстан, определяющим режим использования и охраны соответствующих природных ресурсов.

Участниками регулируемых настоящим Кодексом отношений являются государство, граждане и юридические лица Республики Казахстан.

Иностранцы, лица без гражданства, а также иностранные юридические лица пользуются в Республике Казахстан правами и свободами и несут обязанности в отношениях по недропользованию, установленные для граждан и юридических лиц Республики Казахстан, если иное не предусмотрено настоящим Кодексом, законами и международными договорами, ратифицированными Республикой Казахстан.

Кодекс Республики Казахстан о здоровье народа и системы здравоохранения (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Настоящий Кодекс регулирует общественные отношения в области здравоохранения в целях реализации конституционного права граждан на охрану здоровья.

Он определяет права и обязанности граждан, органов государственного управления по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения. Установлено санитарно-гигиеническое нормирование, основные принципы санитарно-эпидемиологической экспертизы, организации и проведения санитарно-эпидемиологических мероприятий.

Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.06.2018 г.) с 1997 года определяет правовые, экономические, социальные и организационные основы человеческой деятельности на особо охраняемых природных территориях. В настоящем Законе представлены характеристики различных видов особо охраняемых природных территорий, классифицированных в зависимости от целей, режимов охраны и особенностей их использования. Законом регламентируется государственный, общественный контроль и международное сотрудничество в области охраны и использования особо охраняемых природных территорий.

Задачами законодательства является регулирование проведения операций по недропользованию в целях обеспечения защиты интересов РК и ее природных ресурсов, рационального использования и охраны недр РК, защиты интересов недропользователей, создание условий для равноправного развития всех форм хозяйствования, укрепления законности в области отношений по недропользованию.

РАЗДЕЛ 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

1.1. Общие сведения об объекте оператора

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок 1.1).

Месторождение Бестобе находится на территории листов L-41-XI, расположена в Жалагашском районе Кызылординской области.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арыскум принадлежащие АО «ПКР» (5-10 км от месторождений Северный Майбулак, Караколь и Бестобе), которые на сегодня загружены только до 20% мощности подготовки и транспортировки товарной нефти в год. При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружен на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО «СП «КГМ» расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра – города Кызылорда – 180 км, г. Жезказган – в 250 км к северо-востоку.

Планируемая добыча с 2020 г. на блоке А, обеспечит объемами на несколько десятков лет высвобождающуюся и/или простаивающую инфраструктуру соседних компаний-недропользователей: ПСН Майбулака мощностью 3000 куб/сут с нефтепроводом от Майбулака до Арыскума, ЦППН Арыскума мощностью 6000 куб/сут, нефтепровод Арыскум-Кумколь и Арыскум-Джусалы с нефтяным терминалом на Джусалах, ЦППН и УПГ компании «ТургайПетролеум» и др. Соответственно, наличие указанной инфраструктуры сокращает размер капитальных затрат в собственную инфраструктуру на блоке А.

На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полынью, ковыльными и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом изменяется от «плюс» 30° С до «плюс» 35° С, минимальная зимой – от «минус» 35° С до «минус» 40° С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период и их среднегодовое количество не превышает 150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют. Для технического

водоснабжения используются слабоминерализованные вода альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 м до 500 м. Район не сейсмоактивный.

В 2013 г. компанией ТОО «Кен Багдар» был разработан **«Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, который был утвержден КГиН МИИИТ РК (Письмо за № 17-04/1381-кгн от «06» декабря 2013 г.). Проектным документом было предусмотрено проведение 2Д сейсморазведки в объеме 3985 пог.км, электроразведка в объеме 670 км, а также бурение и испытание 5 поисковых скважин (на ранее выявленных структурах Северная Ровная, Западная, Северный Жинишкекум, Ровная и Восточная). Все работы были поделены на 5 лет.

На основании вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1335 пог. км, предусмотренные первым годом рабочей программы, а также электроразведочные работы в объеме 670 км.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» был составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014-3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 720 от «17» сентября 2015 г.).

В результате выявлены семь перспективных структур – Южный Жинишкекум, Дадикбай, Северный Жамантуз, Восточное Ровное, Северный Майбулак, Сортобе и Западное Ровное, которые были рекомендованы к детальному изучению сейсморазведочными работами МОГТ-3Д с дальнейшим бурением в центральной части Блока А.

В 2014 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-02/08-346 от «15» апреля 2015 г.).

Проектом были скорректированы объемы геологоразведочных работ, дополнительно заложены сейсморазведочные работы 2Д/3Д, бурение перенесено на 2016-2018 гг.

Согласно этому проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 2Д/3Д в объеме 748 пог.км. и 400 кв.км, соответственно.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 730 от «12» ноября 2015 г.). В результате комплексного анализа были выявлены структуры Досжан Западный и Майтобе, которые были рекомендованы к детализации с помощью 2Д с дальнейшим бурением поисковых скважин.

В 2016 г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен и согласован отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 20/16 от «31» марта 2016 г.).

В 2015 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ РК (письмо № 08-2-03-7054/И от «20» ноября 2015 г.).

Проектным документом было скорректировано местоположение первых поисковых скважин и пересмотрены сроки строительства скважин, а также дополнительно были заложены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

Согласно вышеназванному дополнению к проектному документу, были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» были составлены и утверждены два отчета: **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от «01» июня 2017 г.) и **«О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части**

Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Запказнедра» № 64/2017 от «04» июля 2017 г.).

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 кв.км, были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, **Бестобе**, Караколь, Дарьябай, Ровное Юго-Восточное, Егизкара, Караколь Северный и Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» было составлено **«Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-03-03-4878/И от «26» сентября 2016 г.).

Проектом предусматривалось бурение трех независимых поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1), Жинишкекум Южный (КМ-2) и Юго-Восточное Ровное (КМ-3) в 2016 г. и шести зависимых скважин (КМ-1_1, КМ-1_2, КМ-2_1, КМ-2_2, КМ-3_1 и КМ-3_2) в 2016-2018 гг., а также проведение 2Д сейсморазведочных работ (в северной части Контрактной территории) в объеме 931 пог.км в 2016 г.

Согласно вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 931 пог.км и пробурено 5 поисковых скважин, в 4-х из которых получены притоки нефти и открыты месторождения Северный Майбулак (КМ-1, КМ-1_1 и КМ-1_2) и Жинишкекум Южный (КМ-2).

В 2017 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 10-03-2247/И от «10» мая 2017 г.).

Проектом предусматривалось проведение 2Д/3Д сейсморазведочных работ в объеме 300 пог.км и 80 кв.км, соответственно, а также бурение шести поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1_3, КМ-1_4 и КМ-1_5), Караколь (КМ-7), Досжан (КМ-6) и **Бестобе (КМ-4)**.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» был составлен и утвержден отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от «06» марта 2018 г.). В результате вышеназванной работы были детализированы структуры Коныс Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению.

В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, **Бестобе** и Караколь.

Первооткрывательницей месторождения Бестобе является скважина КМ-4, где из отложений даульской подсвиты нижнего мела и палеозоя получены промышленные притоки нефти.

В 2018 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)»**. Вышеназванный отчет был утвержден в ГКЗ Республики Казахстан, запасы нефти и газа приняты в оперативном порядке на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан (протокол № 1995-18-П от «04» декабря 2018 г.).

Вышеназванный отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа послужил основанием для разработки проектного документа **«Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)»**, который был рассмотрен и утвержден ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 9/10 от «19» апреля 2020 г.).

В 2020 г. компанией ТОО «Timal Consulting Group» по результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования семи скважин был повторно составлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)»**, который был

вновь представлен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2182-20-П от «29» мая 2020 г.).

В рамках вновь утвержденного оперативного подсчета запасов дополнительно установлены два горизонта – М-0-2 и М-0-4. Кроме того, горизонт М-0-6 разделен на два подгоризонта – М-0-6-1 и М-0-6-2. Вместе с тем, уточнилось строение пластовых резервуаров: ранее представлялись как не нарушенные, а по результатам бурения и повторного пересчета, залежи имеют блоковое строение.

На основании вышеназванного оперативного подсчета запасов нефти и газа было разработано **«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 0.106.2020 г.)»**, который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 4/5 от «24» сентября 2020 г.).

В рамках дополнения к проектному документу было обосновано выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов разработки.

Для проведения пробной эксплуатации рекомендовалось ввести из временной консервации существующие скважины и дополнительно ввести из бурения три проектных опережающих добывающих скважин. Для доразведки месторождения рекомендовалось пробурить две проектные оценочные скважины.

Продолжение пробной эксплуатации предусматривалось до «31» декабря 2022 г.

Недропользователь обратился в Компетентный орган с письмами (исх. № 99-20н от «27» марта 2020 г., № 154-20н от «10» июня 2020 г. и № 197-20н от «17» июля 2020 г.) с просьбами продления срока действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., в связи с вступлением обстоятельств непреодолимой силы. На основании обращений недропользователя, Компетентный орган разрешил продлить срок действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. на 10 (десять) месяцев – до «31» октября 2023 г.

В 2021 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» по заданию недропользователя подготовило отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 05.02.2021 г.)»** (16), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2335-21-П от «22» июля 2021 г.).

Отличие вышеназванного оперативного подсчета от предыдущего заключается в переинтерпретации материалов ГИС и уточнении эффективных толщин, а также переводе запасов категории С₂ в С₁ путем дополнительного опробования существующих скважин. Бурение новых скважин за рассматриваемый период времени между оперативными подсчетами запасов не производилось.

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

Изучаемая территория относится к Южно-Тургайской НГО, которая включает в себя Арыскупский НГР на юге и Жыланшиковский ПНГР с Жинишкекумской нефтегазоносной зоной на севере. На востоке и юго-востоке НГО граничит с Улытауским мегаантиклинорием и горно-складчатыми сооружениями Большого Каратау, соответственно. На западе НГО соседствует с Нижне-Сырдарьинским сводом, на севере - условной границей является северная граница Жыланшиковского прогиба, на юге и юго-западе НГО ограничивается северо-западным продолжением Главного Каратауского разлома.

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В строении Южно-Тургайской впадины (НГО), на которой расположен Контрактный участок принимают участие отложения от протерозойской до четвертичной системы. Стратиграфическая последовательность отложений состоит из образований протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

В целом на территории Южно-Тургайского осадочного бассейна выделяется два структурных этажа:

I–нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно-терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиplatformенному переходному комплексу.

II-верхний структурный этаж, внутри которого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоplatformенный подэтаж.

Мезо- и кайнозойские отложения широко развиты и представлены преимущественно песчано-глинистыми образованиями. Однако среди них юрские и неогеновые имеют ограниченное распространение, а меловые и палеогеновые почти повсеместно.

Основные зоны нефтегазоаккумуляции выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

Непосредственно литолого-стратиграфический разрез месторождения Бестобе изучен по данным керна и ГИС пробуренных скважин, а также согласно данным пробуренных скважин, рядом расположенных месторождений. По геолого-геофизическим данным пробуренных скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе месторождения участвуют отложения неоген-четвертичной, палеогеновой и меловой систем, залегающие на складчатом домезозойском фундаменте (Графическое приложение 1). Скважинами месторождения Бестобе юрские отложения не вскрыты.

Согласно проведенных по скважине КМ-4 анализов по определению возрастных определений по фораминиферам и по споро-пыльце были выделены комплексы, приуроченные к меловым отложениям. Кроме того, в интервале 973,31-1191,23 м относящийся к подошве мела и кровле палеозоя были обнаружены комплексы определенных как верхняя юра (?), что противоречит всем имеющимся данным ГИС и корреляции самого Бестобе и рядом расположенных месторождений, что было отмечено и в ОПЗ-2018г, и возможно связано с «корой выветривания» фундамента. Самых подтверждающих возрастных характеристик палеозойского возраста на месторождении Бестобе нет.

Палеозойская группа (PZ)

На преобладающей части территории Южно-Тургайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR),

относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

Непосредственно на месторождение Бестобе кровля палеозойских отложений вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-9 на глубинах от 990 до 1029 метров и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами:

Глины коричневые, брекчированные, с редкими вкраплениями зеленовато-серых глин, плотные, средне-крепкие, хрупкие, микрослюдистые, слабо известковистые, с включениями и гнездами угловатых агрегатов кварцитовидного песчаника.

Кварцитовидные песчаники темно-серые, серые; агрегаты угловатые (до 5см в поперечнике), агрегаты сцементированы глиной описанной выше; массивные, крепкие, плотные, полимиктовые, разнозернистые, отмечаются редкие вертикально направленные трещины выполненные кальцитом; состав кремнисто-кварцевый, полевые шпаты, каолинит, слюда, обильно кальцит в виде гнезд, прожилков и натёков; полуокатанные, угловатые и полуугловатые, сортировка средняя, на кремнистом цементе контактово-порового, порового и базального типа, цементация прочная.

Кварциты серые, темно-серые, плитчатые, трещиноватые, трещины преимущественно ориентированы под углом 60-90° относительно горизонтали и частично выполнены глиной или кальцитом, а так же кварцем, весьма крепкие, плотные, излом на свежем сколе зернистый и участками ступенчатый; кварц зернистый, так же кристаллический в виде тонких стяжений локализованных по плоскостям трещиноватости и цементирующего материала, угловатые зёрна кремнистых пород, микровкрапления железистых минералов, полевые шпаты, глауконит, слюда, каолинит; на кремнисто-кварцевом и кварцевом цементе порового и базального типа, локально контактово-порового типа, цементация весьма крепкая. В кровельной части с признаками УВ, локализованных по плоскостям трещиноватости.

Аргиллиты темно-вишнево-красные, прослойками темно-серые, светло-серые, плотные, плитчатые, иногда микросланцеватые, слюдистые, текстура массивная, местами тонкополосчатая, обусловленная переслаиванием красноцветных и сероцветных слойков; структура пелитоморфная или микрокристаллическая; порода трещиноватая, трещины выполнены микрокристаллическим кварцем, микрочешуйчатым хлоритом; также отмечаются неравномерные скопления чешуек биотита. Порода в основном окремнелая, очень крепкая.

Сланцы зеленовато-серые, беловато-серые, кристаллические, каолинитовые, хлоритизированные, плотные, крепкие, плитчатые, структура скрыто-микрокристаллическая, текстура массивная, в отдельных агрегатах микрополосчатая, агрегаты угловатые, оскольчатые, иногда с раковистым изломом, окремнелые, не карбонатные.

К отложениям выветрелой коры палеозоя приурочен продуктивный горизонт PZ.

Толщина вскрытых отложений варьируют в пределах от 19м (Б-9) до 207м (КМ-4).

Мезозойская группа (MZ)

Меловая система – К

Меловая система в районе исследований залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях палеозоя.

Меловой разрез расчленяется на нижний и верхний отделы, а также свиты и подсвиты.

По палеонтологическим исследованиям керн по присутствию *Psammospaera aff. parva* Crespin, *Saccamina alexanderi* (Loeblich et Tappan), *Pelosina aff. lagenoides* Crespin, *Reophax deceri* Tappan, *Reophax cf. consonus* Bulynnikova, *Ammovertella aff. cellensis* Bartenstein et Brand, *Ammobaculites aff. grossus* Crespin, *Ammobaculites cf. subcretaceus* Cushman et Alexander, *Ammobaculites cf. implanus* Crespin известны из нижнего мела Австралии, а *Ammobaculites cf. reophacoides* Bartenstein и *Ammobaculites cf. irregularifqrmis* Bartenstein et Brand, *Ammobaculites cf. planus* Mjatluk, *Trochammina cf. egisensis* Mjatluk. *Trochammina cf. fusca* N. Belousova, *Quinqueloculina aff. oviformis* Bulynnikova, *Verneuilinoides cf. caspiensis* Mjatluk, *Vaginulina cf.*

riedeli Bartenstein et Brand, Gaudryina cf. gerkei (Vassilenko), Tritaxia pyramidata Reuss определяется нижнемеловой возраст комплекса (K_1).

Нижний отдел – K_1

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются породы неокомского надьяруса, аптского и альбского ярусов. В состав неокомского надьяруса входит даульская свита, которая подразделяется на нижнедаульскую и верхнедаульскую подсвиты. К отложениям альбского и аптского ярусов приурочены карачетаусская и кызылкиинская свиты.

Нижнедаульская подсвита ($K_{1nc1dl1}$). Основная верхняя часть подсвиты является региональным флюидоупором над нефтегазоносными комплексами юры и арыскупского горизонта. Отложения представлены красновато-коричневыми/коричневыми карбонатными глинами с редкими маломощными прослойками и линзами алевролитов и тонко-мелкозернистых песчаников.

Глины коричневые, плотные, средне-крепкие и крепкие, ломкие, массивные, микрослюдистые, с включениями гнёзд зеленовато-серых алевролитов, включения окатанных обломков кальцита, излом неровный, ступенчатый, слабо карбонатные.

Алевролиты зеленовато-серые, тонкослоистые, плитчатые, средне крепкие, микрослюдистые, массивные, плотные, излом ступенчатый, на глинисто-карбонатном цементе.

Песчаники зеленовато-серые, пятнами коричневые, плотные, тонкоплитчатые, средне крепкие и крепкие, микропористые, тонко-мелкозернистые, полимиктовые, состав кварцево-полевошпатовый, глауконит, кальцит, микрослюда, зёрна полуокатанные, полуугловатые, сортировка хорошая; на карбонатном и карбонатно-глинистом цементе, тип цементации контактово-поровый, цементация средне крепкая, локально крепкая. Преимущественно с признаками УВ.

К песчаным отложениям нижнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-7 и М-0-8.

Отложения вскрыты толщинами 49-109,5м.

Верхнедаульская подсвита ($K_{1nc2dl2}$). Верхняя часть верхнедаульской подсвиты представлена переслаиванием тёмно-серых и зеленовато-серых глин, песчаников и гравелитов, с редкими маломощными прослойками алевролитов:

Глины темно-серые, серые, пластичные, комковатые, вязкие, слабо карбонатные, обильно ОРД, слюдистые, с градацией в алевролит.

Глины светло-зеленовато-серые, зеленовато-серые, красновато-серые, вязкие, пластичные, перетертые, также полуплитчатые, средне крепкие, уплотненные, слюдистые, не известковистые или слабо карбонатные (доломитизированные).

Гравелиты темно-серые, черные, полупрозрачные сколы и обломки кварцево-кремнистого состава, гравий, обломки галек, зерна кварца грубой и крупной песчаной размерности, гнезда и желваки пирита, хлорит в виде примазок на зернах кварца и включений в цементе, незначительно биотит, ОРД. Цемент песчанисто-алевролитовый, глинистый, кальцитовый, контактового типа, цементация различная.

Песчаники беловато-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, алевролитистые, слабо глинистые, крепкие, плотные; в основном кварц и зерна и обломки силицитов, незначительно хлорит, микрослюда, полевые шпаты, ОРД, пирит; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинисто-кварцевый, кальцитовый, реже полевошпатовый, контактового контактового типа, цементация средняя. В основном в виде цементирующего материала в гравелитах.

Алевролиты светло-зеленовато-серые, массивные, плотные, средне крепкие, единичные агрегаты крепкие (слабо окварцованные), полуплитчатые, слюдистые, зеленовато-серые разности не известковистые.

Средняя и нижняя часть разреза представлена преимущественно водонасыщенными и реже нефтенасыщенными песчаниками с прослойками глин и алевролитов.

Алевролиты зеленовато-серые, массивные, плотные, крепкие, кварцевые, глинистые, микрослюдистые, хлоритизированные, слоистые, не известковистые, излом сланцеватый.

Глины зеленовато-серые, редко красновато-коричневые, плотные, массивные, средне крепкие, хрупкие, хлоритизированные, микрослюдистые, на свежем сколе излом неровный, занозистый, блеск восковидный, шелковистый; пирит в виде гнезд и редких корочек, не карбонатные.

Песчаники темно-зеленовато-серые, полимиктовые, мелкозернистые, крепкие, хрупкие, микро-тонкопористые, глинистые; кварц, глауконит, полевые шпаты, кальцит, хлорит, зерна силицитов, слюда; отмечаются включения и прослойки хлоритовых глин, не выдержанные по мощности и разнонаправленных; зерна прозрачные, зеленые, темно-желтые, белые, полуугловатые, полуокатанные, хорошо отсортированные. Цемент кальцитовый, глинисто-кальцитовый, в основном контактового, локально контакто-порового и порового типа, прочность цементации различная.

К отложениям верхнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6.

Вскрытая толщина отложений 211,79-219,74м.

Апт-альб (К_{1а}-а₁₋₂) нерасчлененные ярусы образуют отложения карачетауской и кызылкинской свиты.

Карачетауская свита. Верхняя и средние части разреза карачетауской свиты характеризуется переслаиванием темно-серых глин, серых песчаников, с пропластками гравелитов и в кровельной части кварцитовидных песчаников:

Глины темно-серые, пластичные, вязкие, мягкие, частично уплотненные, микрослюдистые, алевритисто-песчанистые, неравномерная градация в глинистый алевролит.

Кварцитовидный Песчаник серый, беловато-серый, мелкозернистый, плотный, крепкий, слабо глинистый; в основном кварц, биотит, так же ОРД, полевые шпаты, обломки карбонатов; зерна угловатые, сдавленные, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные. Цемент кварцевый, кремнистый, базального и порового типа.

Песчаники серые, беловато-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, отдельные среднезернистые агрегаты, плотные, слабо средне крепкие и крепкие: кварц, обломки силицитов, слюда, ОРД, пирит, редко хлорит; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные средне отсортированные. Цемент глинистый, контактовый, очень слабый; агрегаты на кварцевом цементе контакто-поровом, цементация прочная.

Гравелиты кварц-силицитового состава, кремнистый гравий темно-серого, черного и темно-бурого цвета, крупно-грубозернистый кварцевый песок прозрачный, матовый, редкие угловатые сколы и обломки, фрагменты полевых шпатов, желваки пирита, гнезда биотита; зерна окатанные, сортировка средняя, без видимой цементации.

Нижняя часть разреза характеризуется преимущественно светло-серыми и серыми песчаниками с маломощными прослойками светло-серых известняков, углей и алевролитов:

Песчаники серые, беловато-серые, кварцевые, тонко-среднезернистые, слабо крепкие и крепкие, плотные, глинистые, алевритовые; кварц, кальцит, включения карбонатов, угловатые обломки кремнистых пород, глауконит, ОРД, слюда. Зерна угловатые, полуугловатые, полуокатанные, средне и хорошо отсортированные. Цемент кварцево-карбонатный, кальцитовый, глинисто-известковистый, контакто-порового, порового и базального типа, цементация различная.

Известняк глинистые светло-серые, беловато-серые, пелитоморфные, микрокристаллические, мелоподобные, мягкие, рыхлые, перетертые, глинистые, алевритовые. Глины темно-серые, серые, пластичные, комковатые, вязкие, слабо карбонатные, обильно ОРД, слюдистые, с градацией в алевролит.

Алевролиты темно-серые, массивные, плотные, слюдистые, частично с примесью тонкозернистого кварцевого песка, биотит в виде гнездитонких просечек.

По палинологической анализу в пыльцевой части палиноспектров доминирует пыльца хейролепидиевых – Classopollis (35,5%): Classopollis sp., C. Classoides Pflug., C. minor Pock. et Jansonius, C. gyroflexus Kos. и пыльца двухмешковых хвойных молодого облика с хорошо развитыми воздушными мешками семейства Pinaceae-Podocarpaceae (26,4%) с видами: Piceapollenites sp., P. variabiliformis (Bolch.) M. Petr., P. mesophyticus (Bolch.) M. Petr., Pinuspollenites sp. Субдоминирующей является однобороздная пыльца Ginkgocycadophytus (14,4%) и пыльца типа Inaperturopollenites-Araucariacites (9,6%).

Среди спор отмечены единичные меловые формы Staplinisporitescaminus (Balme) Pock., Trilobosporitesasper (Bolch.) Vor.

Описанный спектр по таксономическому составу, в первую очередь по доминированию пыльцы Classopollis, обнаруживают сходство с меловыми комплексами Восточного Казахстана (Котова, 1991) и других сопредельных регионов. В спектре отмечены нижнемеловые формы Staplinisporitescaminus (Balme) Pock., Trilobosporitesasper (Bolch.) Vor.

Вскрытые толщины отложения 233,93-243,7 м.

Нижний – верхний отделы - K₁₋₂

Отложения представлены **кызылкинской свитой (K_{1-2al3-s})** преимущественно глинами с прослойками менее мощных песчаников и алевролитов.

Глины пестроцветные, красновато-бурые, желтовато-серые, светло-коричневые, беловато-серые, светло-зеленые, мягкие, пластичные, слабо вязкие, комковатые, микрослюдистые, алевролитистые, слабо известковистые, иногда с примесью тонкозернистого кварцевого песка.

Глины зеленовато-серые, светло-серые, плотные, массивные, средне крепкие, плитчатые, иногда перетертые, мягкие, комковатые, микрослюдистые, гнезда биотита, пирит, местами с примесью тонкозернистого кварцевого песка, не известковистый; отмечается неравномерная градация в глинистый Алевролит.

Песчаники светло-серые, серые, красновато-бурые, тонко-мелкозернистые, кварцевые, слабо крепкие; рых рыхлые, кварц, глауконит, слюда, полевой шпат, ОРД, хлорит, пирит; зерна полуугловатые, полуокатанные и окатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинистый, контактового типа, цементация слабая.

Алевролиты светло-зеленые, массивные, хлоритизированные, плотные, слабо средне крепкие, хрупкие, полуплитчатые, микрослюдистые, включения биотита, хлорит в виде пятен и тонких вкраплений, кристаллы пирита, редкий ОРД.

Толщина вскрытых отложений 129-146м.

Верхний отдел – K₂

В его составе выделяются **маастрихтский, кампанский ярус (K_{2km}), балапанская свита** нижнего турона (**K_{2t1}**) и нерасчлененные отложения верхнего **турона-сантона (K_{2t2-st})**.

Балапанская свита нижнего турона (**K_{2t1}**) в кровле сложена тёмно-серыми и серыми глинами мощностью до 7м. Далее по разрезу тонко-мелкозернистые пески мощностью 33м. Нижняя половина свиты представлена переслаиванием серых и светло-серых глин и песчаников.

Пески светло-серые, серые, полимиктовые, тонко-мелкозернистые, мелкозернистые, глинистые, алевролитистые; кварц, мусковит, биотит, хлорит, зерна глауконита, полевые шпаты, ОРД; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, сортировка хорошая.

Глины серые, прослойками светло-серые, уплотненные, полуплитчатые, средне крепкие, песчанисто-алевролитистые и однородные, микрослюдистые, участками с большим содержанием биотита в виде гнезд, вкраплений и параллельных микрослоек, не карбонатные, участками отмечается неравномерная градация в глинистый алевролит. Песчаники серые, светло-серые, полимиктовые, мелкозернистые, алевролитистые, иногда очень глинистые, слабо средне крепкие; кварц, обильно слюда (биотит, мусковит), полевые шпаты, включения ОРД, единично кристаллы кальцита; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, средне отсортированные. Цемент глинистый контактовый, иногда контактово-поровый, цементация средняя.

Отложения свиты вскрыты толщинами 62-103м.

Турон-сантонский ярус верхнего мела. Отложения турон-сантонского возраста сложены пропластами пестроцветных глин и средне-мелкозернистых песков. Мощность пластов песка достигают 22 м, а глин до 8м.

Пески серые, коричневые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, от окатанных до полуокатанных, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, средней сортировки. С включениями пирита, глауконита.

Глины коричневые, темно-серые, серые, местами зеленовато-серые, от полублочных до блочных, алевритистые, мягкие, рыхлые, средней плотности, однородные и неравномерно алевритистые, также местами с обильной примесью тонкозернистого кварцевого песка, участками слабо карбонатные.

Отложения свиты вскрыты толщинами 46-116м.

Кампанский ярус верхнего мела. Отложения представлены в основном песками. В отложениях толща песков достигает 28м. Подошвенная часть свиты представлена глинами с пропластками песка.

Глины серые, местами светло-серые, аморфные, алевритистые, не карбонатные, средней плотности.

Пески серые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки, с включениями пирита. Толщина отложений 26-71м.

Маастрихтский ярус верхнего мела. Отложения представлены песками серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки.

Толщина отложений 40-78м.

Кайнозой-KZ

Палеоген-неоген-четвертичная система – P+N+Q

Отложения палеогена, неогена и четвертичной системы в пределах изучаемой территории вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они с размывом залегают на различных горизонтах верхнего мела. В палеогене выделяются палеоцен, эоцен и олигоцен, в неогене – миоцен и плиоцен. В свою очередь, отделы достаточно уверенно расчленяются на ярусы и свиты.

Отложения палеогена залегают горизонтально с несогласием на размытой поверхности мела. Четвертичный покров района очень разнообразен и имеет повсеместное распространение. Осадки типичные для пустынного литогенеза: золотые, озерно-аллювиальные, солончаково-такырные и др. Толщина каждого генетического типа не превышает 2-3 м. Максимальная толщина четвертичных наносов не превышает 20 м.

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении район Контрактной территории приурочен к западной периферийной части Южно-Торгайского осадочного бассейна (рис. 3.2.1). В строении по фундаменту участвуют три крупные структуры второго порядка: Жыланшиковский и Арыскупский прогибы, разделенные Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков.

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

В целом на территории Южно-Торгайского осадочного бассейна выделено два структурных этажа:

I–нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно- терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиplatformенному переходному комплексу.

II-верхний структурный этаж, внутри которого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоplatformенный подэтаж.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

Структура Бестобе находится в пределах западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Домезозойский структурный этаж.

Домезозойские отложения на месторождении Бестобе вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-9 на глубинах от 990 до 1029 метров и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами, аргиллитами.

Структура Бестобе по поверхности палеозоя (ОГ-PZ) представляет собой брахиантиклинальную складку, простирающуюся с юга-востока на северо-запад. Структура по краям осложнена серией тектонических разломов: F1, F2, F3 и F4, простирающихся с юго-востока на северо-запад. Западная часть поверхности палеозоя погружается с отметок -930м до -1800 м, где присутствующие разломы F2 и F3 образует мелкие ступени, у которых амплитуда колеблется от 10 до 25 м. Восточная часть структуры ступенчато погружается за счет разломов F1 и F4, где амплитуда разлома F1 равна 60м, амплитуда разлома F4 колеблется от 60 до 250м. Размеры брахиантиклинальной структуры по замкнутой изогипсе -900м составляют по длине 4,8км, ширина колеблется от 0,8км до 1,6км (рис.3.2.2). Предполагаемый малоамплитудный разлом f1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

Платформенный структурный этаж

В строении яруса участвуют юрские, меловые и палеогеновые отложения. Платформенные отложения накапливались на домезозойском палеорельефе, наследуя его выступы, заполняя низкие депрессионные участки или котловины.

Отложения юрского комплекса выделяются в бортовых частях структуры. На структурном плане в центральной части юрские отложения литологически выклиниваются. Также два участка выклинивания находятся в северной и южной частях северо-восточного борта, которая резко погружается в юго-западном направлении (с отметок -1360 до -1410м).

Юго-западная бортовая часть структуры представляет собой поднятие погружающаяся в западном направлении (с отметок -960 до -1160).

Структурные планы отложений K_{1nc1d1} и K_{1nc2d2} (рис.3.2.3 и 3.2.4) унаследованно повторяют друг друга. Поднятия по кровле отложений K_{1nc1d1} и K_{1nc2d2} литологически выклиниваются в юго-западном направлении, постепенно погружаясь в северо-восточном направлении с отметок -770 до -1160 м и с -560 м до -810 м, соответственно. Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F1, F2 и f1, где амплитуда разломов составляет 5-10м. Предполагаемый малоамплитудный разлом f1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

На структурной карте K_{1nc1d1} в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая структура, простирающаяся с юга на северо-запад.

Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе -810м составляют по длине 5,8км, ширина колеблется от 1,9 км до 2,25 км, с амплитудой 60м. В рамках данной работы с учетом результатов бурения новых скважин уточнено положение и простираие разлома F2 и высота выступа палеозоя.

На структурной карте $K_1nc_2d_2$ в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая (северная и южная своды) структура, простирающаяся с юга на северо-запад. Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе -580 мм составляют по длине 5,5 км по ширине 2,0 км.

Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F1, F2, где амплитуда разломов составляет 5-10м.

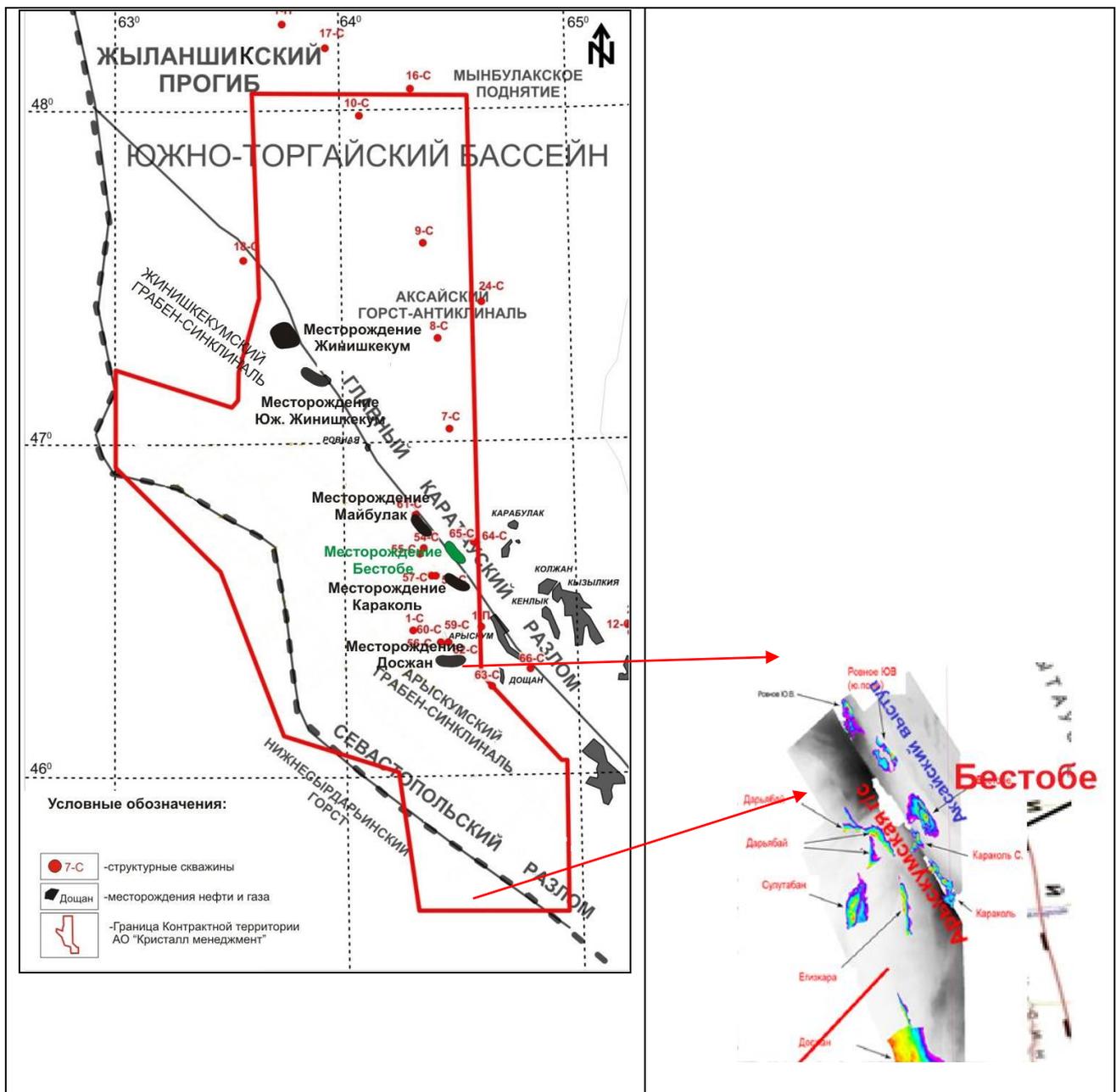


Рисунок 2.1.2.1. Тектоническая схема

Продуктивность III блока предполагается аналогии с II блока. ВНК принимается на уровне -858,4 м что соответствует принятому ВНК блока II.

Таблица 1.2-1. Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	Горизонты									
	М-0-1	М-0-2	М-0-3	М-0-4	М-0-5	М-0-6-1	М-0-6-2	М-0-7	М-0-8	PZ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Средняя глубина залегания, м	777,8	815	835,4	860,4	885,2	901,1	925,8	967,6	987,8	1007,7
Тип залежи	Пластовая, сводовая									
Тип коллектора	Терригенные, поровые									
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	8230	2114	1458	1654	4862	548	2779	2449	2632	884
Средняя общая толщина, м	5,2	33,6	11,4	12,2	23,4	3,7	21,0	5,9	3,9	27,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1,9	1,3	1,5	1,9	3,3	2,6	5,4	1,3	1,5	0,6
Пористость, д.ед.	0,27	0,25	0,24	0,25	0,27	0,26	0,29	0,22	0,25	0,10
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,62	0,62	0,59	0,62	0,56	0,55	0,47	0,60	0,55	0,83
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	6,55	-	30,49	-	1,12	-	-	2,35	-	2,17
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,797	0,766	0,660	0,691	0,903	0,853	0,927	0,569	0,848	0,223
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2	9	4	4	7	2	6	2	2	9
Пластовая температура, °С	36	-	37	-	40	-	-	40	-	40
Пластовое давление, МПа	7,4	-	7,7	-	8,63	-	-	8,73	-	9,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	-	3,25	-	-	-	-	5,32	-	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	0,717	-	-	-	-	0,722	-	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,771	0,756	0,774	0,812	0,764	0,764	0,764	0,788	0,838	0,788
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	-	-	1,104	-	-	-	-	1,239	-	-
Содержание серы в нефти, %	0,23	0,079	0,06	0,27	0,046	0,046	0,046	0,015	0,318	0
Содержание парафина в нефти, %	4,6	2,49	12,41	3,8	12,43	12,43	12,43	7,15	17,95	4,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	1	-	-	-	-	2,87	-	-
Газовый фактор, м ³ /т			-	-	-	-	-	64,5	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,05	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,013	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*
Средняя продуктивность, мЗ/[сут*МПа]										
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	5058	503	355	410	3348	101	1104	406	354	117
в том числе: по категории С1	1350	178	279	281	1145	59	586	128	125	-
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	2149,8	213,8	150,9	174,2	1422,9	43	469,3	172,6	150,4	42,1
в том числе: по категории С1	573,8	75,7	118,6	119,4	486,6	25,1	249,1	54,4	53,1	-
Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн.м ³	40,9	4	2,8	3,3	27,2	0,8	8,9	26,1	22,8	7,5
в том числе: по категории С1	10,9	1,4	2,2	2,3	9,3	0,5	4,7	8,2	8	-
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³	17,4	1,7	1,3	1,4	11,4	0,3	3,8	11,1	9,8	2,7
в том числе: по категории С1	4,6	0,6	1	1	3,9	0,2	2	3,5	3,5	-
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,425	0,425*	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,36

в том числе: по запасам категории С1	0,425	0,425 *	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	-
--------------------------------------	-------	------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---

1.2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

На месторождении Бестобе по результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

К вскрытым горизонтам приурочены тектонически и литологически экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные и газонефтяные контакты приняты по результатам опробования и промыслово-геофизическим данным.

Горизонт М-0-1 вскрыт во всех 7 скважинах. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 0,8 до 10,8 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 0,8 м до 10,0 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-3 пропластков.

Горизонт М-0-2 изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах КМ-4_1, Б-7 и Б-9. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 19,0 до 49,2 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1,4 м до 4,6 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 2-8 пропластков.

Горизонт М-0-3 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 5,9 до 18,0 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 2,1 м до 5,3 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-4 пропластков.

Горизонт М-0-4 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 8,0 м до 18,0 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 3,6 м до 3,9 м.

Горизонт М-0-5 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 9,7 м до 38,4 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 5,0 м до 13,1 м.

Горизонт М-0-6-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где общая толщина горизонта изменяется от 1,0 м до 7,5 м. Горизонт в основном заглинизирован. Только в скв. КМ-4 в II блоке вскрыта линзовидная залежь, где по данным ГИС выделены 4,2 м нефтенасыщенных коллекторов.

Горизонт М-0-6-2 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 17,9 до 23,3 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 1,9 м до 10,0 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков.

Горизонт М-0-7 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 0,9 до 9,7 м, а эффективные толщины варьируют от 3,0 м до 4,5 м. Горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков.

В продуктивном горизонте М-0-8 нефтяная залежь вскрыта бурением скв. КМ-4_1, Б-9, Б-5, КМ-4. Скв. Б-1 вскрыла выступ фундамента. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 1 до 10,7 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1 м до 2,5 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-2 пропластков.

Горизонт PZ вскрыт скв. КМ-4_1, Б-9, Б-7, Б-1, Б-5 и КМ-4. Из них, все скважины кроме КМ-4 вскрыли непродуктивную зону. В скв. КМ-4 по данным ГИС вскрыт 3,6 м нефтенасыщенного коллектора.

Таблица 1.2-2

Характеристика толщин горизонтов

№№	Толщина	Наименование	По горизонту (объекту) в целом
1	2	3	4
Горизонт М-0-1			
1	Общая	Средняя, м	5.2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,492
		Интервал изменения, м	0.8-10.8
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,588
		Интервал изменения, м	0.8-10.0
3	Эффективная	Средняя, м	3.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,588
		Интервал изменения, м	0.8-10.0
Горизонт М-0-2			
1	Общая	Средняя, м	35.1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,070
		Интервал изменения, м	19-49.2
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,086
		Интервал изменения, м	1,4-4,6
3	Эффективная	Средняя, м	26,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,182
		Интервал изменения, м	17-38,6
Горизонт М-0-3			
1	Общая	Средняя, м	11,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,192
		Интервал изменения, м	5,9-18
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,325
		Интервал изменения, м	2,1-5,3
3	Эффективная	Средняя, м	8,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,187
		Интервал изменения, м	2,4-13,8

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
Горизонт М-0-4			
1	Общая	Средняя, м	12,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,089
		Интервал изменения, м	8,0-18,0
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,276
		Интервал изменения, м	3,6-3,9
3	Эффективная	Средняя, м	8,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,002
		Интервал изменения, м	5,1-16,6
Горизонт М-0-5			
1	Общая	Средняя, м	23,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,113
		Интервал изменения, м	9,7-38,4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,094
		Интервал изменения, м	50-13,1
3	Эффективная	Средняя, м	20,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,081
		Интервал изменения, м	9,7-32,2
Горизонт М-0-6-1			
1	Общая	Средняя, м	3,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,544
		Интервал изменения, м	1,0-7,5
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,246
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
3	Эффективная	Средняя, м	2,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,379
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
Горизонт М-0-6-2			
1	Общая	Средняя, м	21,0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,006
		Интервал изменения, м	17,9-23,3
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,005
		Интервал изменения, м	1,9-10,0
3	Эффективная	Средняя, м	19,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,219
		Интервал изменения, м	17,2-20,9
Горизонт М-0-7			
1	Общая	Средняя, м	5,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,283
		Интервал изменения, м	0,9-9,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,241
		Интервал изменения, м	3,0-4,5
3	Эффективная	Средняя, м	2,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,040
		Интервал изменения, м	0,9-5,1
Горизонт М-0-8			
1	Общая	Средняя, м	3,9

		Коэффициент вариации, доли ед.	1,027
		Интервал изменения, м	1,0-10,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	1,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,280
		Интервал изменения, м	1,0-2,5

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
3	Эффективная	Средняя, м	2,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,103
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
Горизонт PZ			
1	Общая	Средняя, м	27,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	6,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-

Таблица 1.2-3

Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-1					
7	0,797	0,087	2	0,214	1
Горизонт М-0-2					
7	0,766	0,049	9	0,133	1
Горизонт М-0-3					
3	0,660	0,074	4	0,047	1
Горизонт М-0-4					
4	0,691	0,059	4	0,049	1
Горизонт М-0-5					
7	0,903	0,005	7	0,297	1
Горизонт М-0-6-1					
3	0,853	0,059	2	0,500	1
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-6-2					
7	0,927	0,002	6	0,063	1
Горизонт М-0-7					
5	0,569	0,155	2	0,181	1
Горизонт М-0-8					
4	0,848	0,096	2	0,333	1
Горизонт PZ					
1	0,223	0	9	0	1

Продуктивные залежи месторождения Бестобе приурочены к отложениям палеозоя (PZ), верхнедаульской (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1 и М-0-6-2) и нижнедаульской (М-0-7, М-0-8) подсвитами нижнего мела.

Палеозой (PZ)

Суммарная проходка с отбором керна по отложениям палеозоя составила 12,52 м, вынесено 12,52 м или 100,0% от проходки. Проанализирован один непроницаемый образец. Пористость образца 0,013 доли ед., проницаемость 0,007 мД.

Нижнедаульская подсвита (K₁ пс₁ d₁)

Суммарная проходка с отбором керна по отложению нижнего мела составила 76,23 м, вынесено 76,03 м или 99,74% от проходки. Всего проанализировано 21 образец керна, в том числе кондиционных 12 образцов керна. Пористость кондиционных образцов изменяется в интервале 0,16-0,259 доли ед., проницаемость изменяется в интервале 1,39-347 мД.

Верхнедаульская подсвита (K₁ пс₂ d₂)

Суммарная проходка с отбором керна по отложению составила 331,42 м, вынесено 317,67 м или 95,85% от проходки. Всего проанализировано 526 образца керна, в том числе кондиционных 420 образцов керна. Пористость кондиционных образцов изменяется в интервале 0,168-0,368 доли ед., проницаемость изменяется в интервале 1,4-8100,0 мД.

Все лабораторные исследования выполнялись в атмосферных условиях.

На керне выполнен замер естественной радиоактивности с выделением излучения от U, K, Th.

На керне проведены палеонтологические исследования.

Петрографические исследования выполнены на образцах керна, в общем количестве 66 проб.

1.2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

В настоящем отчете, характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов меловых горизонтов месторождения Бестобе оценена по результатам исследования проб по состоянию на 05.02.2021. На дату составления отчета, свойства нефти оценивались на основе четырех параллельных глубинных проб, отобранных из скважин КМ-4_1 и Б-10 в рамках оценочных работ.

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб началось на стадии геологоразведочных работ. В утвержденном отчете «ОПЗ-2020 г.» свойства нефти изучены по 10 поверхностным пробам горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и PZ. После ОПЗ отбор и исследования свойств нефти, в поверхностных условиях продуктивных горизонтов, продолжились, дополнительно проведены исследования по горизонту М-0-4.

В настоящем «Оперативном подсчете ...» физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях исследованы по 11 пробам.

Компонентный состав попутных нефтяных газов определен на хроматографе согласно ГОСТ 31371.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти изучались по устьевым пробам с 2017 года. К настоящему времени, проведено десять исследований физико-химических свойств поверхностной нефти. Исследованиями освещены отложения даульской свиты нижнего мела горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и палеозоя (PZ).

Отобранные пробы исследовались в лаборатории ТОО "Научный Аналитический Центр", ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Горизонт М-0-1 представлен двумя пробами из скважины КМ-4 из интервала 762-767,7, после утвержденного ОПЗ, новых отборов и исследований не проводилось. Согласно ОПЗ, по результатам замеров плотность нефти изменяется от 0,762 до 0,780 г/см³ и в среднем составляет 0,771 г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,23%, смол силикагелевых -1,32%, парафина - 4,6%, механические примеси -0,035. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 2,031 мкм²/с, при 50⁰С - 1,42 мкм²/с. Температура вспышки -13,5, застывания -2⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 50%, керосиновых - 71%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-1, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-2 охарактеризован одной пробой из скважины Б-9 из интервала перфорации (776,0-777,3; 800,2-803,7м) исследованной в лаборатории ТОО "Stratum CER" (СТРАТУМ КЭР) Актау. По результатам замеров, плотность нефти составляет 0,756 г/см³. Групповой углеводородный состав по горизонту: серы - 0,079 %, смол силикагелевых -2,3 %, парафина - 2,49%, механические примеси отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 1,5 мкм²/с, при 50⁰С - 1,1 мкм²/с. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 50,5%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-2, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-3 охарактеризован двумя пробами из скважин КМ-4 и КМ-4_1. Проба скважины КМ-4_1 интервала перфорации 830.8-832.5 м. исследована в лаборатории ТОО "Научный Аналитический Центр». По результатам замеров, плотность нефти варьирует от 0,767 до 0,78 и в среднем составляет 0,774 г/см³. Содержание серы-0,06%, ароматических - 6,86 %, парафина - 12,41 %, механические примеси -0,09. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 4,39 мкм²/с, при 40⁰С - 2,87 мкм²/с. Температура вспышки -12 °С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 46%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-3, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт М-0-4 представлен одной пробой из скважины Б-1 из интервала 855,5-857,4. Проба отобрана после утвержденного ОПЗ. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,0812 г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,27%, смол силикагелевых -4,2%, парафина - 3,8%, механические примеси -0,06. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 10,47 мкм²/с, при 50⁰С - 2,69 мкм²/с. Температура вспышки +2, застывания +8⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 29%, керосиновых - 54%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-4, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-5 Охарактеризован одной пробой из интервала 862,1-873 м скважины КМ-4, изученной в рамках ранее утвержденного ОПЗ. По результатам замера плотность нефти составляет 0,764 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы - 0,046%, смол силикагелевых - 1,51%, парафина - 12,43%, механические примеси - 0,04. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 2,06 мкм²/с, при 50⁰С - 1,44 мкм²/с. Температура вспышки -16, застывания -2⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 47%, керосиновых - 71%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-5, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт М-0-6 не изучен поверхностной пробой нефти, в связи с этим данные плотности и парафина принято по аналогии из вышележащего горизонта М-0-5.

Горизонт М-0-7 представлен одной пробой из интервала 935-941,6, 947-948, 926,3-927,4 м скважины КМ-4 и пробой скважины Б-10 интервала 962-968м. По результатам

замеров плотность нефти изменятся от 0,78 до 0,796 г/см³ составляет в среднем 0,788 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы – 0,015 %, смол силикагелевых – 1,7%, парафина – 7,15%, механические примеси – 0,45%. Усредненная кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 2,83 мкм²/с, при 50⁰С – 1,7 мкм²/с. Температура вспышки от -14 до +26, застывания -8,5⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 43,5%, керосиновых – 51,5%.

Нефть, отобранная из горизонта, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафиновым.

Горизонт М-0-8 представлен одной поверхностной пробой нефти скважины Б-9 интервал перфорации 994.5-999, 1001.5-1005.5м. По результатам замера плотность нефти составляет 0,838 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы – 0,318%, парафина – 17,95%, механические примеси – 4,38%. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 11,6 мкм²/с. Температура вспышки 24⁰С, застывания -5,5⁰С.

Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 20,2%, керосиновых – 32,8%.

Нефть, отобранная из горизонта, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт PZ представлен одной пробой из интервала 993,2-1000 м. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,788 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы - 0%, смол силикагелевых – 1,05%, парафина – 4,1%, механические примеси – отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 3,15 мкм²/с, при 50⁰С – 2,0 мкм²/с. Температура вспышки -2, застывания -6⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 44%, керосиновых – 70%.

Нефть, отобранная из горизонта PZ, подразделяется к классу безсернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

В целом по месторождению по значениям параметров, поверхностная нефть всех горизонтов является особо лёгкой, малосернистой, относится к первому классу, первому типу и первому виду. По содержанию парафинов – высокопарафиновой.

Таблица 1.2.4. Физико-химические свойства поверхностных проб нефти

№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с						Температура, °С		Групповой углеводородный состав, % масс											Фракционный состав по % масс						
				10 °С	20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	100 °С	вспышки	застывания	Парафин	Сера	Вода по ДС	Сероводород	Метил- и этил меркаптанов	Метано-нафтеновые	Ароматич.	Смолы	Асфальтены	Мех.примеси	ольност	оксисем	афиня	лорист	НК	100 °С	150 °С	200 °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Горизонт М-0-1																													
КМ-4	762-767,7	20.04.2018	0,78	4,16	2,34	2,05	1,82	1,64	1,29	-12	-3	8,35	0,1	0,01	0,288	0,246	93,11	5,25	1,64	отс.	0,01	0,04	0,12	12,9 6	47	11,5	32	50	
КМ-4	762-767,7		0,762		1,721	1,56	1,345	1,2		-15	-1	0,9	0,36	отс.					1	0,09	0,06				48	18	38	50	
			0,771	4,16	2,031	1,805	1,583	1,42	1,29	-13,5	-2	4,63	0,23	0,005	0,288	0,246	93,11	5,25	1,32	0,045	0,035	0,04	0,12	12,9 6	47,5	14,75	35	50	
Горизонт М-0-2																													
Б-9	776,0-777,3; 800,2-803,7	04.09.2019	0,7563		1,5	1,38	1,19	1,14		-	-	2,49	0,079	0					2,3	0,05	0				33	20,5	41	50,5	
Горизонт М-0-3																													
КМ-4_1	830.8-832.5	21.09.2019	0,7675		6,269	5,004	3,809			-10	-20	8,22	0,02	0,07	0		10,6	7,24		1,87	0,12		0,34					52	
КМ-4	822-827,4	04.03.2018	0,78	3,43	2,52	2,17	1,93	1,76	1,29	-14	-1	16,6	0,1	0,06	0,103	0,072	91,65	6,48	1,87	отс.	0,06	0,02	0,13	11,4 6	50	8	28	40	
			0,774	3,43	4,39	3,59	2,87	1,76	1,29	-12	-11	12,4 1	0,06	0,07	0,05	0,07	51,13	6,86	1,87	1,87	0,09	0,02	0,24	11,4 6	50,0	8,0	28,0	46,0	5
Горизонт М-0-4																													
Б-1	855,5-857,4		0,812		10,47	4,97	3,69	2,69		2	8	3,8	0,27	отс.					4,2	0,08	0,06				-	3	17	29	
Горизонт М-0-5																													

КМ-4	862,1-873	19.01.2018	0,764	3,72	2,06	1,74	1,57	1,44	1,04	-16	-2	12,4 3	0	0,03	0,372	0,417	94,9	3,59	1,51	отс.	0,04	0,15	0,21	11,4 6	55	9	27	47
Горизонт М-0-7																												
КМ-4	935-941,6 947-948 926,3-927,4	04.12.2017	0,78	4,51	2,46	2,11	1,88	1,7	-	-14	1	6,16	0	0,18	0,241	0,406	92,31	5,99	1,7	отс.	отс.	0,01	0,34	29,7 9	68	6	28	43
Б-10	962-968	31.08.2019	0,796		3,206	2,961	2,246			26,5	-18	8,14 1	0,03	0,8	0	0	13,666	7,679		1,624	0,45	0,0003	0,876	49,5				44
			0,788	4,51	2,833	2,5355	2,063	1,7		6,25	-8,5	7,15 1	0,015	0,49	0,121	0,203	52,99	6,835	1,7	1,624	0,45	0,0051 5	0,608	39,6 45	68	6	28	43,5
Горизонт М-0-8																												
Б-9	994.5-999, 1001.5- 1005.5	31.07.2019	0,838		11,6	9,2	6,9			24	-5,5	17,9 5	0,318	51,33	0	0	23,194	8,92		3,19	4,38	0,358	2,123	392				20,2
Горизонт PZ																												
КМ-4	993,2-1000	14.11.	0,788	6,22	3,15	2,68	2,25	2	-	-2	-6	4,1	0	0,03	0,371	0,278	93,86	5,09	1,05	отс.	отс.	0,06	0,35	25,2	51	8	31	44

Таблица 1.2.5. – Массовое содержание металлов в разгазированной нефти

№№ скв.	Интервал, м	Горизонт	Массовое содержание, мг/дм ³						
			Свинец	Цинк	Железо	Ванадий	Марганец	Никель	Медь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КМ-4	762-767,7	М-0-1	4,582	0,443	5,829	1,776	0,505	0,785	-
	822-827,4	М-0-3	3,076	0,901	3,707	0,784	отс.	0,764	-
	862,1-873	М-0-5	4,753	0,915	74,669	1,116	1,417	0,955	-
	935-941,6; 947-948; 926,3-927,4	М-0-7	5,753	0,877	14,457	1,326	отс.	0,946	-
	993,2-1000	PZ	3,012	1,539	41,684	3,971	0,499	1,106	-

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб нефти проводились в физико-химической лаборатории ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Исследования глубинных проб нефти проводятся по комплексу «А» в установках PVT АСМ-600 и HV BlakOil PVT Analyzer. Глубинные пробы отбирались в скважине пробоотборниками в двух контейнерах объемами по 300 мл. Всего по месторождению отобрано 4 пластовых пробы из горизонтов Ю-III (1 проба), Ю-IV-2-2 (2 пробы). Результаты анализа газа, растворенного в нефти, проведены по 7 пробам из горизонтов Ю-III (2 проба), Ю-IV-2-1 (1 пробы) и Ю-IV-2-2 (4 пробы).

Поверхностные пробы нефти отбираются во время исследований по общепринятой методике, после сепаратора в 1-1,5 л герметичные емкости в количестве 3-5 литров. По месторождению отобрано 6 поверхностных проб из горизонтов Ю-III (2 пробы), Ю-IV-2-1 (1 проба) и Ю-IV-2-2 (4 пробы).

Отбор проб свободного газа проводят из скважины согласно ГОСТ 18917-82. Пробы газа отбираются из работающей скважины после сепарационной установки при установившемся режиме работы.

Пробы газа отбирают в стальные пробоотборники, и контейнеры под давлением, в стеклянные бутылки или при небольшом избыточном давлении, из верхней части сепаратора. При каждом исследовании отбирают газ в две емкости.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти отобраны и изучены по шести пробам из отложений кумкольской свиты верхней юры (Ю-III) и дощанской свиты средней-нижней юры (Ю-IV2-1-2).

Горизонт Ю-III представлен одной пробой из интервала 1518-1522 м. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,775 г/см³. Групповой углеводородный состав по горизонту: серы - 0,04%, смол силикагелевых – 1,4%, парафина – 11,54%, механические примеси – 0,02. Кинематическая вязкость при 200 °С составляет 2,08 мкм²/с, при 50 °С – 1,61 мкм²/с. Температура вспышки -10, застывания 0°С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200°С составляют 49,5%, керосиновых – 74%.

Нефть, отобранная из горизонта Ю-III, относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт Ю-IV-2-1 представлен одной пробой из интервала 1772-1777 м. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,744 г/см³. Групповой углеводородный состав по горизонту: серы - 0,01%, смол силикагелевых – 0,09, %, парафина – 0,44%, механические примеси – 0,004%. Кинематическая вязкость при 200 °С составляет 1,22 мкм²/с, при 50°С – 0,98 мкм²/с. Температура вспышки меньше -600С, застывания -10 °С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С составляют 85%. Конец кипения 288 °С.

Нефть, отобранная из горизонта Ю-IV-2-1 относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу беспарафинистых.

Горизонт Ю-IV-2-2 представлен четырьмя пробам из интервалов 1832-1849 и 1888-1894 м. Содержание парафина две пробы компании ТОО «Мунайгазгеолсервис» занижены, в %: 1,8 и 2,4 против 18,26 и 30,11 ТОО «КазНИГРИ». Но остальные физико-

химические свойства: плотности, кинематическая вязкость, групповой углеводородный состав, фракционный состав по Энглеру идентичны. По результатам замеров плотность нефти изменяется от 0,775 до 0,78 г/см³ и в среднем составляет 0,778 г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,14%, смол силикагелевых – 1,11%, парафина – 13,14%, механические примеси – 0,04. Кинематическая вязкость при 200 °С в среднем составляет 2,72 мкм²/с, при 50 °С – 1,67 мкм²/с. Температура вспышки - 9 °С, застывания +6 °С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем, составляют 39,25%, керосиновых – 67,25%.

Нефть, отобранная из горизонта Ю-IV-2-2, относится к классу малосернистых, под классу малосмолистых, типу парафинистых.

1.2.4. Физико-гидродинамические характеристики

Гидродинамические исследования скважины на стационарном (МУО) и нестационарном (регистрация КВД) режимах фильтрации входят в обязательный комплекс промысловых исследований.

С целью оценки определения ФЕС пластов-коллекторов месторождения за анализируемый период было проведено 7 гидродинамических исследований.

Исследования скважины методом МУО проводилось с изменением условий режимов, в зависимости от продуктивной возможности скважины. Изменение режима работы добывались путем смены штуцеров различных диаметров, диапазон которых менялся от 3 до 11 мм.

Регистрация забойных давлений при исследованиях МУО и КВД производилась глубинным электронным манометром «ПиК 38». Замеры дебита нефти производились в 50, 73 и 75 м³ замерной накопительной емкости диаметром 3,2 м с делениями путем замера уровня нефти в отрезках определенного времени, замеры дебита газа – самописцем «Бартон», на конце отвода трехфазного сепаратора «АРГО».

По результатам исследований на стационарных режимах строилась индикаторная кривая зависимости Q_n от ΔP . Продолжительность работы скважины на режиме в среднем до 5-ти суток. Количество смен режимов при исследовании скважины МУО, в основном, проходило не менее чем на трех режимах прямым и обратным ходом.

Обработка результатов КВД проводилась в координатах $\Delta P(t)$ от $\lg(t/(T+t))$ – методом Хорнера. По результатам исследований МУО и КВД получены параметры, характеризующие фильтрационные свойства пластов-коллекторов: проницаемость, гидропроводность, а также скин-фактор. В скважине проведены режимные исследования, при которых по стабильному режиму определялся коэффициент продуктивности. Коэффициенты продуктивности изменяются, как по разрезу, так и по площади залежи. Состояние призабойной зоны скважины оценивается значением скин-фактора, который выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. При загрязнении призабойной зоны величина скин-фактора положительна, а при очищении – отрицательна.

По продуктивному горизонту PZ диапазон изменения коэффициента продуктивности составил от 1,14 до 1,31 м³/сут/МПа. Проницаемость варьирует в пределах от 1,43 до 2,91 мД; гидропроводность – от 13,6 до 15,0 мД.м/МПа.с; скин-фактор в скважине отрицательный (-2,68 и -3,96), что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта, вследствие влияния различных факторов.

Месторождение Бестобе. Результаты гидродинамических исследований

В дополнении к проекту пробной эксплуатации (15) предусматривалось выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов пробной эксплуатации.

По материалам очередного оперативного подсчета запасов нефти и газа (16), на месторождении Бестобе установлены девять нефтяных горизонтов и один – газонефтяной. Горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7 и М-0-8 приурочены к нижнемеловым отложениям и горизонт PZ – к палеозойскому комплексу.

Все продуктивные горизонты, кроме Pz имеют запасы нефти, оцененные как по промышленной C₁, так и предварительно оцененной категории запасов C₂. В целом по месторождению доля запасов нефти промышленной категории C₁ составляет 35 %. На основные объекты пробной эксплуатации (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) приходится 74,6 % запасов всего месторождения по промышленной категории C₁. На продуктивные горизонты М-0-3 и М-0-4 приходится по 7,0 % и на остальные – менее 3-4 %.

Как правило, в пробную эксплуатацию могут быть вовлечены продуктивные горизонты (или их участки), в которых сосредоточены запасы нефти промышленной категории C₁.

Горизонт М-0-1 перебивал в пробной эксплуатации, имеются ГДИ методами КВД и МУО, по результатам которых определены коэффициенты продуктивности и дебиты. По горизонтам М-0-3 и М-0-5 также проведены ГДИ методом регистрации КВД, на основании которых определены коэффициенты продуктивности.

Горизонт М-0-6-2 самостоятельно не опробован и отдельно гидродинамические исследования по нему не проводились. Горизонт М-0-6 ранее характеризовался большим количеством сосредоточенных в нем запасов нефти, но не был исследован. В проекте пробной эксплуатации рекомендовалось провести исследования по горизонту М-0-6 с целью определения продуктивных и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и после получения результатов исследования был рекомендован к выделению в качестве самостоятельного объекта пробной эксплуатации.

На дату составления настоящего дополнения №2 к проектному документу новых данных по горизонту не получено, ввиду чего рекомендации по самостоятельному гидродинамическому исследованию скважин рассматриваемого горизонта остаются актуальными.

Учитывая вышеизложенное, на период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе рекомендуется выделить три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- **I-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-1;
- **II-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-5 (блок II);
- **III-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду не значительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют доразведки.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации дополнительно выделен возвратный горизонт М-0-4 для изучения приемистости коллекторов и проведения пробной закачки воды.

1.2.5. Запасы нефти и газа

Впервые на месторождении Бестобе Оперативный подсчёт запасов нефти был произведён по результатам бурения и опробования скважины КМ-4. Отчет был составлен и утверждён протоколом ГКЗ РК от 04.12.2018 г. (Протокол № 1995-18-П от 04.12.2018 г.).

В 2020 году компанией ТОО «Timal Consulting Group» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе по состоянию изученности на 02.01.2020 г.» на основе 7-ми пробуренных скважин (Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4, КМ-4_1) (Протокол №2182-20-П от 29 мая 2020 года).

В 2021 году компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен и утвержден протоколом ГКЗ РК Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе, по состоянию изученности на 05.02.2021 г. (Протокол № 2335-21-П от 22 июля 2021 года).

По состоянию на 05.02.2021 г. подсчитанные геологические и извлекаемые запасы УВ составили:

Категория	Нефть, тыс. т.		Растворенный газ, млн.м ³		Свободный газ, млн.м ³
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические
C ₁	4131	1 755,8	47,5	20,3	
C ₂	7625	3 233,2	96,8	40,6	14,0

Соотношение запасов нефти промышленной категорий C₁ к запасам с категорией C₂ составляет 35% и 65%.

Всего по месторождению Бестобе геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям C₁+C₂, составляют: геологические 11756 тыс. т; извлекаемые 4989 тыс.т; растворенного газа, геологические – 144.3 млн.м³; извлекаемые – 60.9 млн.м³; геологические запасы свободного газа – 14.0 млн.м³.

Коэффициент извлечения нефти для нижнеокомских меловых залежей был принят на уровне 0.425 д.ед. а для палеозоя – 0.36 д.ед, по аналогии с соседними месторождениями.

Таблица 1.2.5.1 Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Бестобе

Залежь	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средне взвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти г/см ³	Геологические запасы нефти тыс. т.	Коэффициент извлечения д. ед.	Извлекаемые запасы нефти тыс. т	Газосодержание м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа млн. м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа млн. м ³
						Открытой пористости д. ед.	Нефтенасыщенности д. ед.	Пересчетный д. ед.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-1															
Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4, КМ-4-1	ЧНЗ	С1	2403	4,6	11141	0,28	0,62	0,905	0,771	1350	0,425	573,8	8,1	10,9	4,6
		С2	4049	6,0	24154	0,28	0,62	0,905	0,771	2926	0,425	1243,6	8,1	23,7	10,1
	ВНЗ	С2	1778	3,6	6458	0,28	0,62	0,905	0,771	782	0,425	332,4	8,1	6,3	2,7
Итого по горизонту		С1	2403		11141					1350		573,8		10,9	4,6
		С2	5827		30612					3708		1576,0		30,0	12,8
Горизонт М-0-2															
КМ-4-1	ВНЗ	С2	866	1,0	860	0,26	0,60	0,905	0,756	92	0,425	39,1	8,1	0,7	0,3
Итого по залежи		С2	866		860					92		39,1		0,7	0,3
Б-7, Б-9	ВНЗ	С1	562	3,1	1725	0,24	0,63	0,905	0,756	178	0,425	75,7	8,1	1,4	0,6
		С2	686	3,3	2257	0,24	0,63	0,905	0,756	233	0,425	99,0	8,1	1,9	0,8

Итого по залежи		C1	562		1725					178		75,7		1,4	0,6
		C2	686		2257					233		99,0		1,9	0,8
Итого по горизонту		C1	562		1725					178		75,7		1,4	0,6
		C2	1552		3117					325		138,1		2,6	1,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-3															
КМ-4-1	ВНЗ	C1	428	3,6	1538	0,32	0,66	0,905	0,774	228	0,425	96,9	8,1	1,8	0,8
		C2	322	1,6	511	0,32	0,66	0,905	0,774	76	0,425	32,3	8,1	0,6	0,3
Итого по залежи		C1	428		1538					228		96,9		1,8	0,8
		C2	322		511					76		32,3		0,6	0,3
КМ-4	ВНЗ	C1	396	1,5	591	0,24	0,51	0,905	0,774	51	0,425	21,7	8,1	0,4	0,2
Итого по залежи		C1	396		591					51		21,7		0,4	0,2
Итого по горизонту		C1	824		2129					279		118,6		2,2	1,0
		C2	322		511					76		32,3		0,6	0,3
Горизонт М-0-4															
Б-1, Б-7	ВНЗ	C1	1025	2,1	2115	0,31	0,62	0,905	0,764	281	0,425	119,4	8,1	2,3	1,0
		C2	629	1,5	968	0,31	0,62	0,905	0,764	129	0,425	54,8	8,1	1,0	0,4
Итого по горизонту		C1	1025		2115					281		119,4		2,3	1,0
		C2	629		968					129		54,8		1,0	0,4
Горизонт М-0-5															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C2	1272	5,3	6696	0,30	0,53	0,905	0,76	736	0,425	312,8	8,1	6,0	2,5
Итого по залежи		C2	1272		6696					736		312,8		6,0	2,5
Б-1, Б-7, КМ-4	ВНЗ	C1	1154	8,1	9358	0,30	0,59	0,905	0,76	1145	0,425	486,6	8,1	9,3	3,9
		C2	744	7,1	5273	0,30	0,59	0,905	0,76	645	0,425	274,1	8,1	5,2	2,2
Итого по залежи		C1	1154		9358					1145		486,6		9,3	3,9
		C2	744		5273					645		274,1		5,2	2,2
Б-10	ВНЗ	C2	1692	4,7	7886	0,29	0,52	0,905	0,76	822	0,425	349,4	8,1	6,7	2,8
Итого по залежи		C2	1692		7886					822		349,4		6,7	2,8

Итого по горизонту		C1	1154		9358					1145		486,6		9,3	3,9
		C2	3708		19855					2203		936,3		17,9	7,5
Горизонт М-0-6-1															
Б-5, КМ-4	ВНЗ	C1	196	3,1	598	0,26	0,55	0,905	0,764	59	0,425	25,1	8,1	0,5	0,2
		C2	351	1,2	423	0,26	0,55	0,905	0,764	42	0,425	17,9	8,1	0,3	0,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по горизонту		C1	196		598					59		25,1		0,5	0,2
		C2	351		423					42		17,9		0,3	0,1
Горизонт М-0-6-2															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C2	467	2,4	1134	0,29	0,49	0,905	0,764	111	0,425	47,2	8,1	0,9	0,4
Итого по залежи		C2	467		1134					111		47,2		0,9	0,4
Б-1, Б-7, КМ-4	ВНЗ	C1	969	6,2	5960	0,29	0,49	0,905	0,764	586	0,425	249,1	8,1	4,7	2,0
		C2	384	4,0	1548	0,29	0,49	0,905	0,764	152	0,425	64,6	8,1	1,2	0,5
Итого по залежи		C1	969		5960					586		249,1		4,7	2,0
		C2	384		1548					152		64,6		1,2	0,5
Б-10	ВНЗ	C2	959	2,8	2648	0,29	0,48	0,905	0,764	255	0,425	108,4	8,1	2,1	0,9
Итого по залежи		C2	959		2648					255		108,4		2,1	0,9
Итого по горизонту		C1	969		5960					586		249,1		4,7	2,0
		C2	1810		5330					518		220,2		4,2	1,8
Горизонт М-0-7															
Б-10	ВНЗ	C1	197	3,1	601	0,26	0,56	0,807	0,788	56	0,425	23,8	64,5	3,6	1,5
		C2	1502	1,9	2785	0,26	0,56	0,807	0,788	258	0,425	109,7	64,5	16,6	7,1
Итого по залежи		C1	197		601					56		23,8		3,6	1,5
		C2	1502		2785					258		109,7		16,6	7,1
КМ-4	ВНЗ	C1	471	1,7	819	0,22	0,63	0,807	0,788	72	0,425	30,6	64,5	4,6	2,0
		C2	279	0,8	225	0,22	0,63	0,807	0,788	20	0,425	8,5	64,5	1,3	0,5

Итого по залежи	C1	471		819					72		30,6		4,6	2,0	
	C2	279		225					20		8,5		1,3	0,5	
Итого по горизонту	C1	668		1420					128		54,4		8,2	3,5	
	C2	1781		3010					278		118,2		17,9	7,6	
Горизонт М-0-8															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C1	155	0,9	138	0,26	0,55	0,807	0,838	13	0,425	5,5	64,5	0,8	0,4
		C2	562	1,5	829	0,26	0,55	0,807	0,838	80	0,425	34,0	64,5	5,2	2,2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по залежи	C1	155		138						13		5,5		0,8	0,4
	C2	562		829						80		34,0		5,2	2,2
Б-5, КМ-4	ВНЗ	C1	715	1,8	1273	0,24	0,54	0,807	0,838	112	0,425	47,6	64,5	7,2	3,1
		C2	1200	1,4	1704	0,24	0,54	0,807	0,838	149	0,425	63,3	64,5	9,6	4,1
Итого по залежи	C1	715		1273						112		47,6		7,2	3,1
	C2	1200		1704						149		63,3		9,6	4,1
Итого по горизонту	C1	870		1411						125		53,1		8,0	3,5
	C2	1762		2533						229		97,3		14,8	6,3
Горизонт PZ															
КМ-4	ВНЗ	C2	884	1,9	1711	0,13	0,83	0,807	0,788	117	0,360	42,1	64,5	7,5	2,7
Итого по горизонту		C2	884		1711					117		42,1		7,5	2,7
Всего по месторождению		C1	8 671		35 857					4 131		1 755,8		47,5	20,3
		C2	18 626		68 070					7 625		3 233,2		96,8	40,6

Таблица 1.2.5.2. Сводная таблица подсчета запасов газа газовой шапки месторождения Бестобе

Залежь в районе скв.	зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина, м	Эффективный объем пород-коллекторов, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, Мпа		Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Запасы пластового газа, млн.м ³	Коэфф.перевода запасов на сухой газ	Запасы сухого газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, д.ед	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³
								Начальное	Конечное	Начальная	Конечная							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Горизонт М-0-7																		
р-н скв.Б-10	ГВЗ	С ₂	996	1,28	1276	0,26	0,51	7,24	0,1	1,27	1	0,93	9,87	14	0,98	14	0,731	10
Итого по месторождению		С₂	996	1,28	1276									14		14		10

1.3. Гидрогеологические (и геокриологические) условия

Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в ходе гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых, юрских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно – Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождений.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно – хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосоленых вод и бортах Арыскупского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высокоминерализационных хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации поводковых вод.

Средняя зона также характеризуется свободным водообменом и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 92 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ. Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать для закачки в продуктивные пласты для поддержания пластового давления. Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сенонские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и туронсенонских водоносных комплексов.

РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1. Климатическая характеристика

Климат района планируемых работ резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри Евразийского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами.

Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов, в их суточном и годовом ходе. Влияние Аральского моря на климат заметно лишь в узкой полосе побережья и выражается в небольшом увеличении влажности воздуха, повышении температуры воздуха в зимние месяцы и в понижении ее в летние.

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44 -470С. Средняя температура самого холодного месяца района участка от -90С до -120С. Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно проникать на территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -400С, -450С.

Период со среднесуточной температурой воздуха выше 00С длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это время (XI-III) составляют 57-90% м/с Кызылорда. В период с апреля по октябрь значения ее колеблются от 27-50 до 54-57% с минимумом в июле. Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Среднегодовое количество их не превышает 100-150 мм и распределяется по сезонам года крайне неравномерно, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. В отдельные влажные годы сумма осадков может достигать 227 мм. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для данного региона характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна – 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца, °С	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца, °С	- 9,2
Многолетняя роза ветров, %	16
С	31
СВ	14
В	16
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которого составляет 5%, м/с	9

2.1.1. Современное состояние воздушного бассейна

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологического кодекса» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии

от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов, печи подогрева нефти и факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристиками источников вредных выбросов (высота, диаметр, скорость, объем ГВС, площадь пыления).

По данным Информационного экологического бюллетеня (Астана, 2018) в 4 квартале 2018 года при проведении экспедиционных обследований по Кызылординской области показало, что содержание взвешенных веществ, диоксида серы, диоксид азота и оксида углерода находились в пределах допустимой нормы.

2.2. Характеристика почв

Почвенно-растительный покров Кызылординской области, в основном, относится к зоне пустынь. Из общей площади удобных земель в пойме р.Сырдарья находится 10 %, в зоне полупустынь – 25 %, в зоне пустынь – 65 %.

В связи с тем, что климат данной территории резко континентальный - отличается большой сухостью, значительными колебаниями как среднесуточных температур, так и температур по сезонам года на территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. Активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности, Контрактная территория относится к области Туркестанской пустынной равнины, сложенной мел-палеогеновыми отложениями, перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески. Территория участка проектируемых работ располагается в пределах зоны пустынь. Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует формированию на данной территории зональных серо-бурых пустынных почв. Зональные серо- бурые пустынные почвы широко распространены практически по всей территории.

Среди зональных серо-бурых почв выделяются следующие роды: нормальные, солонцеватые, эродированные и малоразвитые почвы. Нормальные формируются в автономных условиях и характеризуются отсутствием в пределах гумусового горизонта признаков осолодения, солонцеватости и засоления. Мощность почвенного профиля не превышает 15 см, с содержанием гумуса в верхнем горизонте 0,3-08%.

Солонцеватые почвы отличаются уплотнением гумусового горизонта (В), содержащего обменный натрий в количестве более 5% (до 15-20%) от суммы поглощенных оснований.

К эродированным относятся почвы, в той или иной степени подвергнутые смыву или дефляции и характеризующиеся укороченным по сравнению с нормальными почвами профилем.

Малоразвитые почвы образуются на грубоскелетных продуктах выветривания плотных пород (песчаников, скоплений гипса). Мощность мелкоземистого слоя почв не превышает 40 см, на поверхности и в профиле почв часто встречаются щебень, гравий и галечник. Среди интразональных почв, к которым относятся солонцы, солончаки и такыры выделяются роды солонцеватых почв.

На территории исследуемого района выделены: глинистые, тяжелосуглинистые, среднесуглинистые, легкосуглинистые и супесчаные почвы.

На рассматриваемой территории зональные и интразональные почвы встречаются однородными массивами крайне редко. Обычно они чередуются между собой в различных соотношениях, которые количественно выражаются в процентах. В зависимости от характера чередующихся почв, совокупность компонентов носит название комплексов или сочетаний. Образование почвенных комплексов обуславливается, прежде всего, особенностями микрорельефа (6).

В районе обследования нами выделены были в основном двухчленные комплексы. Образование почвенных сочетаний обусловлено не микрорельефом и не одним каким-либо признаком, а целым рядом признаков: макро- и мезорельефом, резким колебанием глубины залегания грунтовых вод, неоднородностью механического и минералогического состава почвообразующих и подстилающих пород, различиями в экспозиции и крутизне склонов, выходами плотных пород. Все перечисленные признаки ярко выражены в пределах территории месторождения, почему на почвенной карте преобладают в основном сочетания зональных и интразональных почв.

Почвы контрактной территории представлены широким спектром видов и качественно существенно различаются между собой. Однако существует общая характерная особенность для всех видов, выделенных почвенных разностей: повышенная карбонатность почвенного профиля, общий показатель щелочной реакции, отсутствие макроструктуры, малое содержание гумуса.

2.3. Характеристика растительных сообществ

Растительность является одним из важнейших компонентов окружающей среды, и ее состояние отражает в целом состояние среды обитания, определяя возможности хозяйственного использования территории и развития фауны. Она выполняет роль биоклиматических и экологических индикаторов, участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии. Такие функции растительности, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ и образование первичной продукции, регуляция газового баланса биосферы, водорегулирующая, противоэрозионная и другие, делают ее основным звеном биосферы, обеспечивающим существование всех живых организмов.

Рассматриваемая территория характеризуется широким набором экологических условий, обусловленных различиями мезо- и микрорельефа, засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения. В район исследования входят плоские водораздельные поверхности и наклонные делювиально-пролювиальные равнины, разделенные

приводораздельными склонами и характеризующиеся определенными закономерностями распределения растительности.

Для растительного покрова водораздельных поверхностей и делювиально-пролювиальных равнин основной картируемой единицей следует считать комплекс растительных сообществ. В номере легенды на первое место ставится сообщество, преобладающее по площади.

Существенной чертой растительного покрова приводораздельных склонов является серийность растительности. Для отражения характера распределения растительности солончаковых впадин использовалась картируемая единица - экологический ряд сообществ [27, 28, 40].

При картировании растительности генетически разнородных территорий использовалась единица сочетание сообществ.

Ретроспективный анализ растительного покрова территории показал, что на участке сохранился коренной тип растительности; структура сообществ не изменилась, за исключением растительности водораздельных поверхностей, где отмечается значительное итсигековое засорение.

Водораздельные равнины занимают более половины площади обследуемой территории и распространены на востоке, юге и центральной части района исследования. Растительность водораздельных равнин представлена видами видов родов полыней (*Artemisia*), ежовника (*Anabasis*), тасбиюргуна (*Nanophyton*), солянок (*Salsola*).

По небольшим понижениям в описываемом регионе на серо-бурых почвах встречаются пятна зарослей караганы (*Caragana grandiflora*) с участием полыни белоземельной, ковыля (*Stipa sareptana*). Повсеместно в выше названных сообществах отмечается итсигековое (*Anabasis aphylla*) засорение.

Платообразные водораздельные равнины на западе исследуемого района обрываются чинками и переходят в делювиально-пролювиальную равнину с интенсивным эрозионным расчленением. Растительность последней представлена разреженными биюргуновыми (*Anabasis salsa*, *A. truncata*), тасбиюргуновыми (*Nanophyton erinaceum*), кермеково-кокпековыми (*Atriplex cana*, *Limonium suffruticosum*) сообществами на солонцах пустынных солончаковых, местами смытых.

Приводораздельные склоны и чинки в районе исследования распространены главным образом с северо-востока на юго-запад, сложены глинами, суглинками, алевролитами, песчаником, представлены серийной растительностью.

Кромка и верхняя часть склонов образованы различными вариантами кустарниково-полукустарниково-полукустарничковых сообществ с проективным покрытием 30-50% на серо-бурых щебнистых, местами эродированных почвах. Из полукустарничков следует отметить полыни, ежовники, кейреук, значительно реже - терескен, эфедру. Кустарники и полукустарники представлены главным образом боялычом, караганой, курчавкой, саксаулом. Из злаков следует отметить ковыль (*Stipa sareptana*), осоку (*Carex pachystylis*).

Средние и нижние части склонов имеют крайне разреженный растительный покров, представленный разреженными биюргуновыми, тасбиюргуновыми, кокпековыми, лишайниково-саксаульчиковыми, биюргуново-сарсазановыми группировками на солонцах солончаковых смытых и солончаках. Значительно участие выходов палеогеновых глин и песчаников. По логам растительный покров более разнообразен и представлен разнотравно-злаково-полынными сообществами.

2.4. Характеристика животного мира

Видовой состав фаунистического комплекса исследуемой территории во многом определяется влиянием юго-западной части Бетпақдалинской зоны северных пустынь. На характере фауны же южной части региона отражается влияние песчаного массива Арыскумов, а также определённое воздействие поймы р. Сырдарьи.

Рассматриваемая территория носит следы очень сильного антропогенного воздействия (участок покрыт сетью грунтовых дорог и т.д.) но, несмотря на это, здесь обитают некоторые виды наземных позвоночных. Это 1 вид земноводных, 11 видов пресмыкающихся, около 30 видов млекопитающих. В период сезонных миграций на пролёте встречается не менее 60 видов пернатых.

На участке работ степные виды практически не представлены. В целом фауна млекопитающих носит ярко выраженный пустынный характер. Фоновыми млекопитающими являются представители отряда грызунов, принадлежащие к семействам ложнотушканчиковых, тушканчиковых и песчанковых.

Фаунистический комплекс участка состоит из следующих видов: насекомоядные представлены ушастым ежом; из рукокрылых встречаются усатая ночница, поздний кожан и пустынный кожан; со стороны поймы р. Сырдарьи проникает шакал, встречаются волк, корсак и лисица. Из куньих обитает ласка, степной хорёк, барсук. Парнокопытные представлены кабаном. Через лицензионный участок проходят пути миграции сайги из Бетпақдалинско-Арысской группировки. Из грызунов распространён жёлтый суслик, малый суслик. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиком. Наряду с ними фоновым видом является тарбаганчик. Широко распространены представители семейства тушканчиковых - емуранчик, мохноногий тушканчик. Семейство хомяковые представлено серым хомячком и хомячком Эверсмана. Встречается киргизская полёвка, слепушонка. Представители песчанковых тамариксовая, краснохвостая, полуденная и большая песчанки распространены по всей территории и являются носителями чумы. Домовая и лесная мыши, представители семейства мышинных также являются носителями ряда опасных инфекций: туляремии, чумы и т.д. Из зайцеобразных встречается толай.

Доминирующими видами пернатых, обитающих на исследуемой территории, являются малые жаворонки, каменки, часто встречаются пустынная славка, саджа, несколько видов зуйков, овсянка [23]. Вдоль поймы р. Сырдарьи проходит сезонная миграция представителей околводных пернатых. Мигрирующие птицы могут залетать на исследуемую территорию. Из преобладающих видов пернатых в период сезонных миграций могут встречаться более 10 видов уток, в том числе кряква; чирок-свистун; речные утки; кроме того, лысуха, кулики, чайки. Из хищных пернатых семейства ястребиных на кочёвках встречается до 15 видов. Наиболее распространены чёрный коршун, степной лунь, перепелятник, степной орёл. Из 6 видов соколиных наиболее распространены степная и обыкновенная пустельга. Среди птиц-ксерофилов встречаются малый и хохлатый жаворонок, туркестанский жулан, серый сорокопут, сорока.

Пресмыкающиеся обитают в подавляющем большинстве на пустынных участках, остепнённые участки населяются с меньшей плотностью [16]. Встречается среднеазиатская черепаха, сцинковый геккон, серый и туркестанский гекконы, степная агама. Круглоголовка вертихвостка в среднем на пустынных участках встречается с плотностью 1 экземпляра на 1 га, пёстрая круглоголовка – 1,5 экземпляра на 1 га, пискливый геккон – 1-2 особей на 1 га.

Семейство ящерицы представлено двумя видами ящурок. Из семейства удавы

встречаются песчаный и восточный удавчики, а также несколько видов полозов из семейства ужей; из ядовитых змей - степная гадюка и щитомордник.

Из земноводных встречается зелёная жаба.

Редкие и исчезающие виды

Редкие и исчезающие виды, занесённые в Красную книгу, нахождение которых вероятно на обследуемой территории, являются представителями хищных (рябковые) [23, 47, 51]. Встречи с ними вероятны в миграционный период и некоторые из них, возможно, гнездятся в районе временных водоёмов или самоизливающихся артезианских скважин.

2.5. Радиационная обстановка

Радиационная обстановка в каждой географической точке складывается под влиянием естественного радиационного фона и излучения от техногенных объектов. Природный радиационный фон складывается под влиянием следующих факторов: космического излучения, излучения космогенных радионуклидов, образующихся в атмосфере Земли под воздействием высокоэнергетического космического излучения и излучения природных радионуклидов, содержащихся в биосфере.

Согласно закону РК от 23.04.1998 г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016 г.) при оценке воздействия проектируемых объектов на окружающую среду проводится оценка радиационной обстановки.

Первоочередной задачей радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, которая может привести к радиоактивному загрязнению.

Критерии оценки радиационной ситуации. Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов – предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Радиационная безопасность, «Санитарно эпидемиологическое требования к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155. «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно опасным объектам» Приказ и. о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года №260.

Снижение облучения населения достигается установлением системы ограничений на облучение населения от отдельных природных источников излучения.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

- Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗ в год.

- Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:
- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана - 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда - 40/f, кБк/кг, где f- среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория-232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -27/f, кБк/кг.

Радиационная обстановка Кызылординской области. Опасными источниками радиации являются природные аномальные радиоактивные объекты. На территории Казахстана к таким объектам относятся 6 ураново-рудных провинций. Одна из них – Сырдарьинская находится на территории Кызылординской области.

Данная провинция характеризуется также повышенным содержанием радионуклидов в подземных водах. В Программе по комплексному решению проблем Приаралья на 2007-2009 (Постановление Правительства Республики Казахстан от 26 сентября 2006 года № 915) отмечается, что в 2002-2005 годах в Приаралье ликвидирована 121 самоизливающаяся скважина с повышенным содержанием радионуклидов. Добычей урана на территории Кызылординской области занимается Рудоуправление №6, являющееся филиалом ТОО «Горнорудная компания», входящей в состав АО «НАК» «Казатомпром». Разведку урановых месторождений в Шиелийском районе начали проводить ещё в начале шестидесятых годов прошлого века. Первую опытную установку по извлечению уранопродуктивных растворов построили на месторождении Карамурын в 1978 году.

В настоящее время в промышленной разработке находятся месторождения: Северный и Южный Карамурун, Ирколь, Харасан-1, Харасан-2.

Все месторождения относятся к типу "песчаниковых". Рудные тела (залежи) залегают в обводненных рыхлых песках на глубинах от 100 м. Протяженность рудных тел достигает нескольких километров, ширина - нескольких сот метров, мощность до 20 и более метров. Как правило, на месторождении насчитывается более десяти рудных тел. Содержания урана в рудных песках колеблется от 0,03% до 0,09% и считаются относительно низкими.

Добыча урана на всех месторождениях ведется подземным скважинным выщелачиванием (ПСВ), позволяющим извлекать относительно дешевый уран из бедных руд месторождений песчаникового типа. При этом ландшафту и недрам наносится минимальный экологический ущерб. В закачные скважины подается однопроцентный раствор серной кислоты, который растворяет полезные компоненты. Полученный таким образом промышленный раствор (ПР) через откачные скважины подается на поверхность.

Содержание урана в ПР обычно превышает 60 миллиграммов на литр. Конечным продуктом на рудниках является химический концентрат ("желтый кек") с содержанием урана 35-45%, который отправляется на гидрометаллургические заводы Казахстана и Киргизии. На них из кека получают закись-окись с содержанием урана около 86%. Закись-окись является конечным продуктом передела природного урана в Казахстане.

На рудниках работает служба радиационного контроля, которая проводит наблюдения за радиационным фоном не только в районе самих предприятий, но и в округе, то есть, в близлежащих населенных пунктах. Кроме того, все работники предприятия разделены на две

группы – «группу А» и «группу Б». Ежедневная деятельность работников «группы А» непосредственно связана с ураном. И потому у каждого работника имеется индивидуальный дозиметр, которым он может воспользоваться в любой момент.

Наблюдения за уровнем гамма излучения на местности осуществлялись ежедневно на 3-х метеорологической станции (Кызылорда, Аральск, Шиели) и на 3-х автоматических постах за загрязнением атмосферного воздуха в г. Кызылорда (ПНЗ№3), п. Акай (ПНЗ№1) и п.Торетам (ПНЗ№1). Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,06-0,24 мкЗв/ч.

В среднем по области радиационный гамма- фон составил 0,12мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

В 2015-2016 гг. по данным тех же станций средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,05- 0,22 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,13 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах. Радиационный гамма-фон (мощность экспозиционной дозы) по городу Кызылорда и Кызылординской области находился в допустимых пределах (0,06-0,19 мкЗв/ч), что не представляет практической опасности для населения области. Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы на территории Кызылординской области колебалась в пределах 0,6-3,7 Бк/м². Средняя величина плотности выпадений по области составила 1,2 Бк/м², что не превышает предельно-допустимый уровень.

В 2017 г. по области Проведена проверка 8 радиационно-опасных объектов, наложено 8 штрафов (сайт Комитета по защите прав потребителей Республики Казахстан). Радиационный гамма-фон (мощность экспозиционной дозы) по городу Кызылорда и Кызылординской области находился в допустимых пределах (0,06-0,19 мкЗв/ч), что не представляет практической опасности для населения области.

РАЗДЕЛ 3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

3.1. Социально-экономические условия региона

Раздел, освещающий современную социально-экономическую ситуацию, сформирован на анализе данных Комитета по статистике Министерства национальной экономики РК, Департамента статистики Кызылординской области.

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге – с республикой Узбекистан.

Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелыйский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов.

Население и демографическая ситуация. Численность населения области на 1 марта 2018 года составила 785,1 тыс. человек, в том числе городского – 347,2 тыс. (44,2%), сельского – 437,9 тыс. (55,8%). По сравнению с 1 марта 2017 года показатель больше на 11,4 тыс. человек - 1,5%.

В результате обработки сведений, содержащихся в записях актов гражданского состояния, число родившихся за январь-февраль 2018 года составило 3141 человек - на 4,8% больше, чем за соответствующий период 2017 года. Общий коэффициент рождаемости на 1000 человек составил 24,62 родившихся.

Естественный прирост населения области за данный период по сравнению с январем-февралем 2017 года увеличился на 192 (8,6%) и составил 2418 человек. Естественный прирост на 1000 населения составил 18,95 человек.

Число умерших составило 723 человек, что на 6,1% меньше, чем в январе-феврале 2017 года. Общий коэффициент смертности составил 5,67 умерших на 1000 человек. За январь-февраль 2018 года в области зарегистрировано 29 умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с соответствующим периодом предыдущего года число умерших детей в возрасте до 1 года увеличилось на 11,5%. Коэффициент младенческой смертности составил 9,23 случаев на 1000 родившихся.

В результате миграционного обмена по предварительным данным за январь-февраль 2018 года из Кызылординской области выбыло 6357 человек, прибыло в область 5953 человек. По сравнению с январем-февралем 2017 года число прибывших в область уменьшилось на 16,5%, число выбывших из области - на 27,2%.

Из стран дальнего и ближнего зарубежья прибыло 9 человек (в январе-феврале 2017 года – 4), из других областей республики – 1357 человек против 1843 в аналогичном периоде прошлого года. Отток из области в наибольшей степени обусловлен выбытием в другие области республики – 1759 человек, или 27,7% от общего объема (в январе-феврале 2017 года соответственно выбыло 3439 человек, или 39,4%). В страны дальнего и ближнего зарубежья выбыло 11 человек, а в январе-феврале 2017 года – 7. В результате внешней и внутренней

миграции в январе-феврале 2018 года сложилась убыль 404 против 1599 человек в январе-феврале 2017 года.

В области сменили место проживания 4587 жителей (в январе-феврале 2017 года - 5284).

Доходы и уровень жизни населения. Во II квартале 2018 года среднедушевые номинальные денежные доходы населения в месяц составили 53468 тенге, что на 16,0% выше, чем в соответствующем квартале 2017 года и снижение на 0,2% по реальным денежным доходам. Доход, использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2018 года составил 94470 тенге, что на 4,9% выше, чем в соответствующем периоде предыдущего года. За III квартал 2018 года среднедушевые денежные расходы населения составили 90539 тенге, что на 4,6% выше, чем со соответствующим периодом предыдущего года.

III квартале 2018 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 117584 тенге, на крупных и средних предприятиях 126085 тенге. С 1 января 2018 г. Минимальная заработная плата установлена в размере 22859 тенге. Величина прожиточного минимума в декабре 2018 года составила 19802 тенге.

Величина прожиточного минимума в среднем на душу населения, рассчитанная исходя из минимальных норм потребления основных продуктов питания, в декабре 2018 года по сравнению с предыдущим месяцем увеличилась на 2,4%, декабрем 2017 года на 10,0%. В ее структуре доля расходов на приобретение мяса и рыбы составила 20,5%, молочных, масложировых изделий и яиц – 17,2%, фруктов и овощей – 10,3%, хлебопродуктов и крупяных изделий – 9,0%, сахара, чая и специй – 3,0%.

Индекс потребительских цен в марте 2018 года по сравнению с декабрем 2017 года составил 102,3%.

Цены на продовольственные товары повысились на 2,6%, непродовольственные - на 1,7%, платные услуги для населения - на 2,5%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в марте 2018 года по сравнению с декабрем 2017 года снизились на 3%.

Объем инвестиций в основной капитал составил 36289 млн. тенге, что на 27,9% больше, чем в соответствующем периоде 2017 года.

Индекс физического объема по отрасли «Торговля» составил 102,5%.

Объем розничной торговли составил 62274,5 млн. тенге или 102,3% к январю-марту 2017 года (в сопоставимых ценах). Объем оптовой торговли составил 32676,3 млн. тенге или 103% к январю-марту 2017 года (в сопоставимых ценах).

Численность безработных по оценке в июне 2018 г. составила 434,4 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,8% к рабочей силе.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец июня 2018 г. составила 149,5 тыс. человек или 1,7% к рабочей силе.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в мае 2018г. составили 84206 тенге, что на 5,1% выше, чем в мае 2017г., реальные денежные доходы за указанный период снизились на 1,1%.

Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника по оценке в июне 2018г. составила 163604 тенге.

Цены. Индекс потребительских цен в ноябре 2018 г. по сравнению с декабрем 2017 г. составил 106,8%. Цены на продовольственные товары повысились на 7,4%, на непродовольственные – на 6,9%, платные услуги – на 5,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2018 г. по сравнению с декабрем 2017 г. повысились на 25,2%.

Экономический потенциал. Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2018 г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (32,3%), операции с недвижимым имуществом (19,7%), транспорт и складирование (15,1%). Количество зарегистрированных юридических лиц составило 9464 единиц по состоянию на 1 декабря 2018 г., в том числе 9123 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 6873, среди которых малые предприятия составляют 6532 единиц.

Промышленность. Согласно статистическим данным в области за январь-май месяцы 2018 года произведено промышленной продукции на сумму 370,5 млрд. тенге. При этом индекс физического объема по сравнению с аналогичным периодом 2017 года составил 95,6%.

Причиной уменьшения объема промышленного производства является снижение объемов добычи нефти в последние годы из-за обводнения залежей до 90-95% (снижение пластового давления) и истощения запасов в отдельных нефтяных месторождениях.

В частности, за указанный период было добыто 2 663,7 тыс тонн сырой нефти, ИФО составил 93,1% (добыча сырой нефти за 5 месяцев 2017 года составило 2 831,6тысяч тонн).

В отрасли горнодобывающей промышленности и разработке карьеров, доля которой в структуре промышленности за этот период составила 80% (в основном нефтяной сектор), произведено продукции на сумму 233,5 млрд. тенге. Индекс физического объема по сравнению с аналогичным периодом 2017 года составил 95,2%.

В частности на сумму 19,9 млрд. тг. оказаны технические услуги, ИФО составил 98,6%.

В данной отрасли подведомственными предприятиями АО «Казатомпром» было добыто металлических руд (уран) на сумму 14,3 млрд. тенге, при этом индекс физического объема составил 101,8%.

За отчетный период предприятиями обрабатывающей промышленности произведено продукции в действующих ценах на сумму 48,6 млрд. тенге. Индекс физического объема по сравнению с аналогичным периодом 2017 года составил 105,3%, увеличилось на 5,3%.

В частности, производство продуктов питания увеличилось на 15,1%, производство резиновых и пластмассовых изделий увеличилось на 41,9%, производство прочей не металлической минеральной продукции увеличилось на 19,5%.

Сельское хозяйство. Валовой выпуск продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-ноябре 2018 года составил 74243,5 млн. тенге, в том числе растениеводства –45869,3 млн. тенге, животноводства – 27820,8 млн. тенге.

Строительство. В январе-ноябре 2018г. объем строительных работ (услуг) составил 55809 млн. тенге. Наибольший объем строительных работ за январь-ноябрь 2018 года выполнен на промышленных объектах (16924 млн. тенге), объектах транспорта и складирования (16100 млн. тенге), и объектах недвижимости (11084 млн. тенге). Объем строительно-монтажных работ по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшился на 35,8% и составил 49588 млн. тенге. Объемы строительных работ по

капитальному и текущему ремонту по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшились на 43,4% и 19,1% соответственно.

Транспорт. В ноябре 2018 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года грузооборот уменьшился на 8,6%, за счет уменьшения грузопотока на автомобильном транспорте. Увеличение (8,9%) пассажирооборота в ноябре 2018 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года обусловлено ростом пассажиропотоков на автомобильном транспорте.

Связь. ИФО по услугам связи в ноябре 2018 года по сравнению с ноябрем 2017 года составил 95,1%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети Интернет, удельный вес его составил 44,8% от общего объема.

Малый и средний бизнес. В ноябре 2018 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается некоторое увеличение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 декабря 2017 г. составила 18,4%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (15,5%), на третьем - образование (11,7%).

В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 45,7% всех зарегистрированных юридических лиц.

По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Кызылорда (52,1%) от общего количества, Казалинском (10,0%), Аральском (8,9%) районах. Значительное количество действующих крестьянских (фермерских) хозяйств зафиксировано в Жанакорганском (24,8%), Шиелийском (15,2%), Аральском и Сырдарьинском (по 13,0%) районах.

3.2. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Кызылординская область расположена в аридной зоне, природно-климатические условия которой дискомфортны и характеризуются высокими температурами воздуха в летний период, низкими – зимой, резкими суточными перепадами температур, интенсивной инсоляцией, частыми и сильными пыльными бурями. Антропогенное загрязнение территории связано с деятельностью предприятий и объектов топливно-энергетического комплекса, металлургической и химической отраслей промышленности, транспорта и связи, сельского хозяйства. Вместе с тем, Кызылординская область относится к регионам с низкой степенью санитарного благоустройства и характеризуется неудовлетворительным уровнем и состоянием водоснабжения и водоотведения, санитарной очистки населенных мест от твердых и жидких бытовых отходов

В Кызылординской области в части санитарной очистки территории остается большое число не решенных вопросов. Если в городах и районных центрах очистка территории от мусора и твердых бытовых отходов осуществляется по плано-регулярной системе, то в поселках и в сельских населенных пунктах, в основном, в период весеннего месячника санитарной очистки, объявляемого Постановлением областного Акимата.

Здравоохранение. Сеть здравоохранения области представлена 135 медицинскими организациями, из них 47 – больницы, 37 – общей врачебной практики, 24 – стоматологических клиник.

Заболееваемость. Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний за январь-ноябрь 2016 года получили острые инфекции верхних

дыхательных путей – 2474,4 случаев на 100000 населения; острые кишечные инфекции – 165,3; туберкулез органов дыхания – 55,0; педикулез – 36,0; сифилис – 35,8.

Образование. По состоянию на 1 ноября 2016 г. функционирует 305 дневных общеобразовательных школы. Также в области на конец 2016 г. функционируют 648 дошкольных учреждений, в них воспитываются 43351 детей.

3.3. Памятники истории и культуры

Кызылординская область является историческим центром Великого Шелкового пути, который сыграл большую роль в развитии края, об этом свидетельствуют памятники истории и культуры казахского народа. По области под охраной государства находятся 496 памятников истории и культуры, из них 21 республиканского, 274 местного значения.

Среди памятников Великого Шелкового пути выделяются исторические места городов Сауран и Сыганак, археологические памятники и мавзолеи СунакАта, Айкожа ишан, мавзолеей Карасопы, ОкшыАта, Досбол би, Есабыз, мечеть Актас, мемориальный комплекс КоркытАта.

Джетыясар – группа городищ конца I тыс. до н.э. – VIII в н.э., расположенных в северной части древней дельты Сырдарьи. Основная часть городищ расположены в полосе 45 – 90 км южнее современных города Байконыр и посёлка Жусалы. Наиболее значительны крепости: Алтынасар, Курайлыясар, Караасар, Базарасар, Томпакасар, Жалпакасар. Высота городищ над окружающей равниной от двух до десяти метров.

Все городища Джетыясарской культуры находятся в русле рек, хорошо укреплены, в их основе лежат одна или несколько двух-трёхэтажных крепостей, по всей видимости выполнявших роль общинных домов. Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги.

Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовой» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

Памятники Сырдарьи представляют большой научный интерес и характеризуют культуру, которая интегрировала в себе достижения Согда, Хорезма, тюркский культурный комплекс и традиции земледельческо-скотоводческой культуры. Они являются научной базой для исследования истоков самобытной культуры казахстанского народа.

Правобережный район сырдарьинского региона использовался с учетом природно-климатических факторов, под пастбищное скотоводство. Памятников прошлого здесь гораздо меньше на левобережье Сырдарьи. По современному состоянию здесь на республиканскую категорию охраны не поставлено ни одного памятника.

РАЗДЕЛ 4. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Для уточнения геолого-физической характеристики месторождения в рамках настоящего проектного документа планируется бурение четырех проектных опережающих (К-3, К-5, К-4 и К-8) и одной проектной оценочной (К-9) скважин. На каждой проектной скважине планируется проведение геофизических (как в открытом стволе, так и после спуска и цементирования колонны) и гидродинамических исследований (МУО и КВД), отбор глубинных и поверхностных проб флюидов (не менее 3-х проб из каждой скважины) и лабораторные исследования по определению их физико-химических свойств.

В оценочной скважине рекомендуется отобрать керн в интервалах продуктивных горизонтов и провести стандартные (определение пористости, проницаемости, гранулометрического состава, плотность зерен, литологическое описание и т.д.) и специальные (определение остаточной водонасыщенности, определение относительной фазовой проницаемости в системе: «нефть-вода», определение коэффициента вытеснения нефти водой, установление зависимости изменения капиллярного давления от водонасыщенности и т.д.) лабораторные исследования керна.

Более подробный рекомендуемый комплекс исследований на проектных скважинах приведен в главе 5 настоящего проектного документа.

Задачи пробной эксплуатации – бурение и ввод в пробную эксплуатацию четырех проектных опережающих добывающих скважин (К-3, К-4, К-5 и К-8) и ввод в пробную эксплуатацию ранее пробуренных скважин К-1, К-2, К-6 и КМ-7; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных биостратиграфических исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; бурение одной проектной оценочной скважины для доразведки месторождения.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 7 (государственный регистрационный № 4791-УВС МЭ РК от «20» января 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки месторождения Караколь по письменному обращению недропользователя в Компетентный орган, последним, на основании статьи 117 Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», был продлен до «31» декабря 2022 г. (письмо № 10-03/ЭК-191 от «13» декабря 2019 г., протокол № 23/МЭ РК от «19» ноября 2019 г.).

Однако по решению недропользователя пробную эксплуатацию месторождения запланировано продолжить **с «01» октября 2021 по «31» октября 2023 г.**

4.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, по материалам повторного оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Бестобе установлены 9 нефтяных и 1 – газонефтяной горизонт, девять из которых в пределах нижнемеловых и одна – палеозойских отложениях.

По материалам оперативного подсчета запасов, водонефтяные контакты по установленным залежам изменяются от «минус» 636,6 м (горизонт М-0-1) до «минус» 858,3 м (горизонт Pz). Поэтому максимальная глубина для проведения пробной эксплуатации составит 860 м.

На рисунке 3.1 представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Бестобе для проведения пробной эксплуатации, площадь которой составляет 22,2 км². В таблице 3.1 представлены координаты угловых точек Геологического отвода, а в таблице 3.2 – координаты границ для проведения пробной эксплуатации.

Таблица 3.1. Координаты утвержденных угловых точек границ Геологического отвода

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 38' 00"	64° 20' 00"
2	45° 41' 25"	64° 18' 45"
3	46° 02' 36"	64° 17' 05"
4	46° 08' 54"	63° 45' 12"
5	46° 40' 00"	63° 30' 00"
6	47° 00' 00"	63° 00' 00"
7	47° 12' 00"	63° 01' 00"
8	47° 04' 30"	63° 30' 00"
9	47° 02' 50"	65° 35' 00"
10	47° 11' 00"	65° 35' 00"
11	47° 26' 30"	63° 41' 00"
12	47° 40' 00"	63° 40' 30"
13	47° 53' 00"	63° 40' 00"
14	47° 55' 01"	63° 41' 00"
15	48° 00' 00"	63° 40' 00"
16	48° 00' 00"	64° 30' 00"
17	46° 16' 09"	64° 30' 00"
18	46° 00' 00"	64° 52' 15"
19	46° 00' 00"	65° 00' 00"
20	45° 38' 00"	65° 00' 00"
21	45° 38' 00"	64° 30' 00"

Таблица 3.2. Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 41' 20"	64° 26' 43"
2	46° 42' 11"	64° 29' 13"
3	46° 44' 59"	64° 26' 19"
4	46° 43' 52"	64° 23' 52"

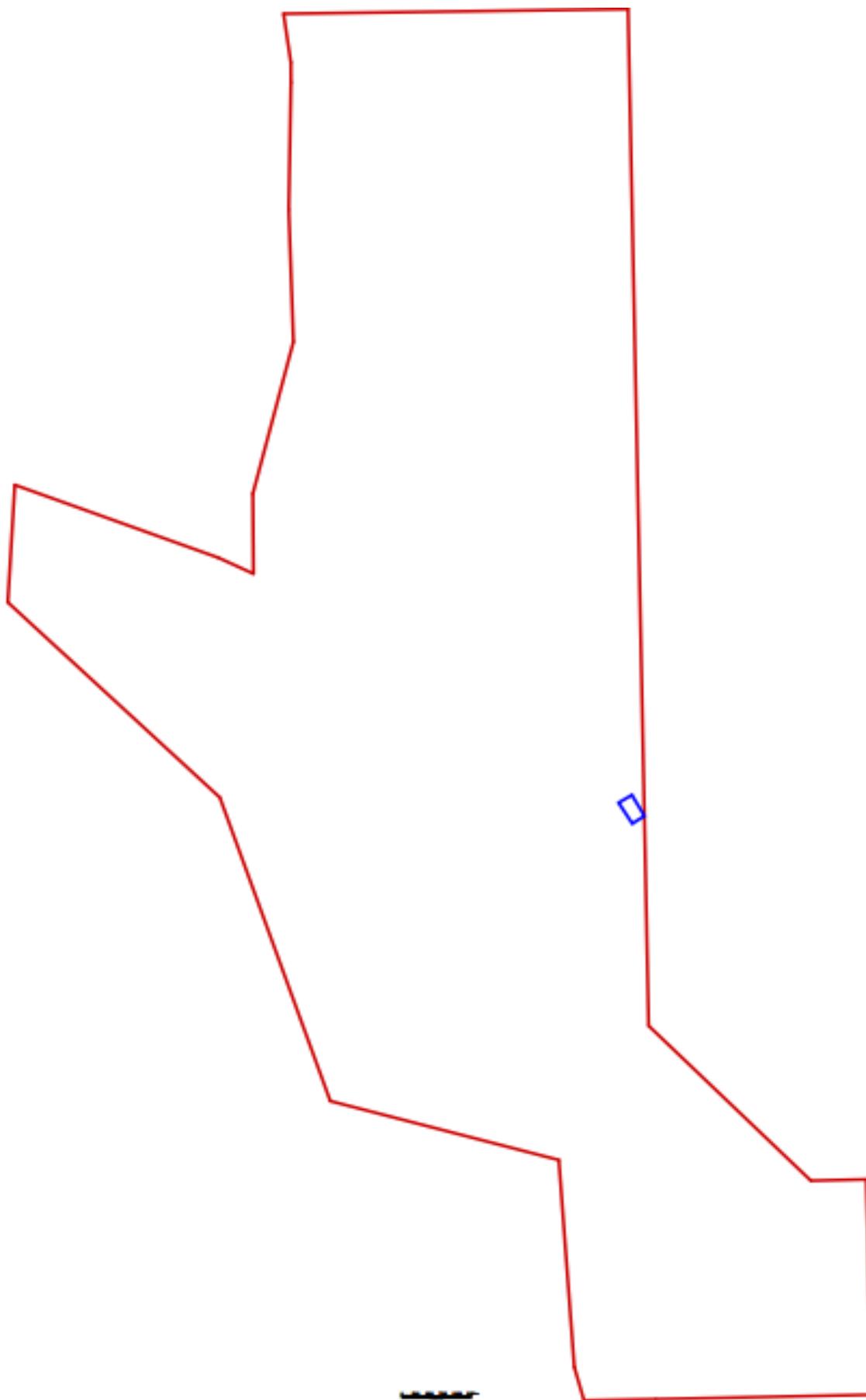


Рисунок 3.1. Границы геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Бестобе.

4.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований

Испытание перспективных интервалов в процессе бурения поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин не проводилось.

После разработки и утверждения проектного документа (13) на проведение пробной эксплуатации на месторождении Бестобе были пробурены три проектные опережающие добывающие (Б-1, Б-5 и Б-7) и три оценочные (Б-9, Б-10 и КМ-4_1) скважины. Опробование в колонне в скважинах Б-1 и Б-7 проведено по три объекта, в скважине Б-5 – два объекта. В оценочных скважинах Б-9 и КМ-4_1 проведено опробование в колонне по три объекта, в скважине Б-10 – двух объектов.

После утверждения дополнения к проектному документу (15), бурение новых скважин не производилось, лишь дополнительно опробованы два интервала в существующих скважинах Б-1 и Б-7.

При получении фонтанирующих притоков проводились режимные исследования методом установившихся отборов (МУО) – последовательная замена штуцеров различного диаметра. При отсутствии фонтанного притока исследования проводились методом прослеживания уровней (МПУ) – компрессированием, свабированием и установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН). Вне зависимости от способа опробования, исследования производились методом не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Всего проведено 10 ГДИ методом регистрации КВД в скважинах КМ-4, Б-7, Б-10 и КМ-4_1, из которых дополнительно – три ГДИ в скважинах Б-7, Б-10 и КМ-4_1.

Всего ГДИ МУО проведено два исследования в скважинах КМ-4 и Б-10, из которых дополнительно – одно ГДИ в скважине Б-10.

Ниже приведены результаты опробования скважин.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны в семи скважинах были опробованы 23 объекта. Вторичное вскрытие перспективных интервалов для обеспечения их сообщения со скважиной проведено при помощи перфоратора типа ПК-114 ORION 102-04-RDX и DYNWELLHMXDP-3, плотность перфорации на погонный метр которой составляет 15-16 отверстий. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм спускалась на глубину 10-15 м выше верхних отверстий перфорации.

Опробование проводилось по схеме: «снизу-вверх», т.е. сначала исследовался нижезалегающий интервал, а после изоляции установкой цементного моста – самостоятельно исследовался вышезалегающий интервал и т.д.

В скважине КМ-4 было опробовано 10 объектов.

Первый интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервалов 1012-1021 м, 1026,5-1037,0 м и 1045-1056 м было проведено в период с «24» октября по «02» ноября 2017 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 488 отверстия (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1186,6 м.

Вызов притока осуществлен свабированием. В процессе освоения было проведено 115 рейсов свабиования, при котором извлечено 75,3 м³ воды.

Второй интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервала 993,2-1000,0 м было произведено в период с «03» ноября по «21» ноября 2017 гг. В интервале опробования всего было прострелено 109 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1006 м.

Вызов притока осуществлен свабированием. В процессе опробования было сначала произведено 10 рейсов свабиованием, при котором извлечено 4,25 м³ воды. «09» ноября 2017 г. призабойная зона скважины (ПЗС) была обработана соляной кислотой (СКО), после чего приток увеличился до 17,04 м³ (нефти 4,6 м³ и воды – 12,44 м³) за 42 рейса свабом. Далее, в период с «15» по «19» ноября 2017 гг. вызов притока в скважину осуществлялся при помощи струйного насоса, при котором объем притока составил 4,42 м³ (нефти 0,2 м³ и воды – 4,22 м³).

«17» ноября 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 605 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,6 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 1,36 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 29,1 мД; пьезопроводность – 2031 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,14 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 4,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 70 м.

Повторное исследование регистрацией КВД проведено с «19» по «20» ноября 2017 г. Манометр был спущен на глубину 932 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,8 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики, которые несколько отличаются по сравнению с предыдущим исследованием: гидропроводность составила 1,50 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 14,3 мД; пьезопроводность – 1755 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,31 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 53 м.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 975,0-978,5 м было проведено в период с «23» по «28» ноября 2017 г. В интервале опробования всего было прострелено 56 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 984 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием. В процессе опробования было произведено 34 рейса сваби́рования, при котором извлечено 21,18 м³ воды с «пленкой» нефти. В процессе компрессирования извлечено 8,67 м³ воды с «пленкой» нефти.

Четвертый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «29» по «30» ноября 2017 г. В интервале опробования всего было прострелено 85 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе опробования было произведено 39 рейсов сваби́рованием, при котором извлечено 15,81 м³ технической воды без признаков нефти.

Пятый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «02» по «12» декабря 2017 г. Верхние три интервала были достреляны. В интервалах опробования всего было прострелено 130 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего 44,53 м³ жидкости, из которых нефти – 11,76 м³. Время отработки составило 36 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно 7,8 м³/сут и 21,8 м³/сут.

В период с «06» по «08» декабря 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 926,3 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (926,3 м) составило 3,6 МПа, температура – 39,8 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,86 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 15,1 мД; пьезопроводность – 144 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,58 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 0,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Необходимо отметить, что пластовое давление, приведенное к верхним отверстиям перфорации, составило 3,6 МПа, что значительно ниже гидростатического. По всей вероятности, давление не характеризует естественное энергетическое состояние продуктивного пласта, поэтому в дальнейших расчетах пренебрегается.

Шестой интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 941,6-944,6 м (дострел) и 947,0-948,0 м было проведено в период с «14» декабря 2017 г. по «04» января 2018 г. В интервалах опробования всего было прострелено 48 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 948 м.

Освоение осуществлено сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего 8,5 м³ воды и 6,34 м³ нефти. Время отработки составило 49,5 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно 3,1 м³/сут и 4,1 м³/сут.

Седьмой интервал опробования (горизонт М-0-6). Опробование интервалов 895,0-905,0 м и 905,0-910,0 м было проведено в период с «05» по «12» января 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 240 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 921 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием. В процессе опробования извлечено всего 16,4 м³ технической воды с «пленкой» нефти за 42 рейса сваби́рования и 14,45 м³ технической воды с «пленкой» нефти – компрессированием.

Восьмой интервал опробования (горизонт М-0-5). Опробование интервалов 862,1-873,0 м и 862,1-865,0 м (перестрел) было проведено в период с «14» января по «01» марта 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 222 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 893 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 149,09 м³ пластовой воды и 7,08 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «21» по «26» января 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 862,1 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 9,2 МПа, температура – 39,9 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 1,13 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 11,2 мД; пьезопроводность – 49 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,78 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Девятый интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 822,0-827,4 м и 822,0-827,4 м (перестрел) было проведено в период с «03» марта по «05» апреля 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 183 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 852,5 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 72,55 м³ пластовой воды и 11,11 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «17» по «23» марта 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 821 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 7,6 МПа, температура – 37,3°С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,32 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 1,8 мД; пьезопроводность – 219 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,21 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Десятый интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервалов 764,0-767,0 м и 762,0-767,7 м (дострел) было проведено в период с «07» апреля по «25» мая 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 80 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 815 м.

При опробовании вышеуказанных интервалов был получен фонтанный приток нефти и газа. Из интервала 764,0-767,0 м был получен приток нефти объемом 106,91 м³ и газа 15293,3 м³ за 75 часов, а из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,08 м³ и газа 258173,05 м³ за 952,5 часа.

В период с «09» по «11» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 760 м. Пластовое давление на отметке

кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,7 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 26,7 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 85 мД; пьезопроводность – 25 см²/с; коэффициент продуктивности – 20,4 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 35,3 м.

В период с «17» по «26» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Перед проведением режимных исследований, скважина эксплуатировалась на 7 мм диаметре штуцера в течение 4-х суток, после чего закрыли для регистрации КВД. Манометр был спущен на глубину 762 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 14,4 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 46 мД; пьезопроводность – 20 см²/с; коэффициент продуктивности – 11,4 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 29,4 м.

Далее провели режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5 мм и 7 мм. Пластовое давление составило 7,4 МПа, при изменении забойных давлений от 6,6 МПа до 4,1 МПа, дебит скважины по нефти изменялся от 8,2 м³/сут до 36,7 м³/сут. Средний коэффициент продуктивности составил 11,4 м³/[сут*МПа].

В опережающей добывающей **скважине Б-1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 859,1-860,3 м и дострел интервала 860,3-863,3 м было проведено в период с «26» июля по «04» августа 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 67 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 868,0 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При сваби́ровании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м³ плотностью 1,0 г/см³. При компрессировании того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 860,3-863,3 м и совместном опробовании сваби́рованием получен приток воды объемом 17,78 м³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м, а также дострел интервала 796,0-811,4 м было проведено в период с «05» по «13» августа по 2019 гг. В интервалах опробования, с учетом дострела всего было простреляно 246 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 843,9 м. Гидростатическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 796,0-811,4 м и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м³ плотностью 1,0 г/см³. Гидростатическое давление составило 8,2 МПа.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервала 855,5-857,4 м было проведено в период с «07» января по «27» января 2021 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 23 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 869,6 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При сваби́ровании был получен приток воды объемом 4,52 м³ плотностью 1,01 г/см³. При компрессировании того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м³/сут плотностью 0,78 г/см³.

В опережающей добывающей **скважине Б-5** было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-8 и М-0-6). Опробование интервала 975,0-980,0 м и дострел интервала 908,0-910,5 м было проведено в период с «12» июня по «04» июля 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1028,1 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала 975,0-980,0 м притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена соляно-кислотная обработка (СКО), при которой закачано 3 м³ раствора: приток отсутствовал.

«22» июня проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП), при котором закачано 15 т пропанта: получены продукты реакции с «пленкой» нефти. Всего был получен приток 115,0 м³ жидкости, из которых 26,357 м³ нефти.

После дострела интервала 908,0-910,5 м и совместном опробовании интервалов был получен приток нефти объемом 3,256 м³ плотностью 0,775 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 765,4-770,0 м было проведено в период с «07» по «18» декабря 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 903,7 м. Гидростатическое давление составило 7,6 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

«06» декабря 2019 г. в скважине проведен ГРП, при котором закачано всего 5 т пропанта, в результате получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м³.

В опережающей добывающей **скважине Б-7** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-5 и М-0-6). Одновременное опробование интервалов 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м было проведено в период с «16» по «29» июня 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 987,0 м. Гидростатическое давление составило 7,4 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и механизированным способом (ВШГН).

При опробовании в период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м³ нефти. Далее в период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина начала периодически переливать нефтью, при котором всего было извлечено 50,255 м³.

В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м³ нефти.

В период с «20» по «23» июня 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 850,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (873,8 м) составило 8,2 МПа, температура – 37,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 7,7 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 13,9 мД; пьезопроводность – 54,8 см²/с; коэффициент продуктивности – 6,40 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,8, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 705,0-711,5 м было проведено в период с «20» по «29» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 72 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 806,0 м. Гидростатическое давление составило 7,0 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м³ плотностью 0,74-0,76 г/см³. Далее в период с «22» по «27» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 61,4 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 853,8-857,8 м и 874,0-878,0 м было проведено в период с «28» октября по «12» ноября 2020 г. В

интервалах опробования всего было простреляно 12 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 905,0 м. Гидростатическое давление составило 7,3 МПа.

Вызов притока осуществлен механизированным способом (ВШГН).

При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. проведены работы по определению профиля притока (ОПП), после которого принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м.

«04» ноября 2020 г. при помощи ВШГН (110 об/мин) было извлечено 7,106 м³ нефти за 8 часов, в период с «05» по «12» ноября 2020 г. при ВШГН (111 об/мин) было извлечено 91,772 м³ нефти за 192 часа.

В оценочной **скважине Б-9** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервалов 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м было проведено в период с «28» июля по «01» августа 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 136 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1029,6 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервалов был получен приток воды объемом 9,0 м³ плотностью 1,0 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервала 800,2-803,7 м было проведено в период с «02» августа по «26» октября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 56 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 987,6 м. Гидростатическое давление (расчётное) составило 6,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала сваби́рованием в период с «03» по «13» августа 2019 г. было извлечено нефти объемом 26,368 м³. Далее в период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 90,2 м³ за 89,5 часа.

Необходимо отметить, что в скважине «09» августа 2019 г. проведена СКО с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 776,0-777,3 м было проведено в период с «26» по «29» октября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 21 отверстие. Искусственный забой установлен на глубине 791,0 м. Гидростатическое давление составило 7,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «27» октября 2019 г. было извлечено нефти объемом 20,45 м³. Далее в период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 40,69 м³ за 48,0 часов.

В оценочной **скважине Б-10** было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 962,0-968,0 м было проведено в период с «22» августа по «09» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 96 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «23» сентября 2019 г. был получен приток воды объемом 3,96 м³. Далее скважина начала фонтанировать: сначала водой и «пленкой» нефти, а затем – с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м³ нефти и 12,312 м³ воды за 267,5 часа.

В период с «23» августа по «06» сентября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 962,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (962,0 м) составило 8,6 МПа, температура – 42,3 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,2 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 3,15 мД; пьезопроводность – 146,3 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,57 м³/[сут*МПа]. Скин-

фактор составил положительную величину – «плюс» 2,1, что свидетельствует о ухудшенном состоянии ПЗС.

В этот же период были проведены режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5 мм и 7 мм. Пластовое давление составило 8,6 МПа, при изменении забойных давлений от 1,7 МПа до 7,2 МПа, дебит скважины по газу изменялся от 1,8 тыс.м³/сут до 5,2 тыс.м³/сут. Определенные коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили соответственно: $A = 10,95 \text{ МПа}^2 / (\text{тыс.м}^3/\text{сут})$; $B = 0,5 \text{ МПа}^2 (\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2$.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 969,0-974,0 м было проведено в период с «10» по «15» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала сваби́рованием в период с «11» по «12» сентября 2019 г. было отобрано 11,16 м³ воды. Далее при компрессировании отобрано 7,92 м³ воды.

В оценочной **скважине КМ-4 1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 992,5-998,7 м было проведено в период с «12» по «14» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

В период с «12» по «13» сентября 2019 г. сваби́рованием было отобрано 19,323 м³ воды и 0,7 м³ нефти. После 19-го рейса сваба в скважине наблюдался слабый приток газа при эксплуатации скважины на 5 мм диаметре штуцера.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 830,8-832,5 м было проведено в период с «16» по «23» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 27 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При сваби́ровании «16» сентября 2019 г. было отобрано 7,0 м³ воды и 5,96 м³ нефти. Скважина в период с «17» по «22» сентября 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 107,66 м³ нефти.

В период с «22» сентября по «03» октября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 830,8 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (830,8 м) составило 7,8 МПа, температура – 38,1 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 12,7 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 345 мД; пьезопроводность – 640,1 см²/с; коэффициент продуктивности – 7,7 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 6,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 781,5-783,0 м было проведено в период с «14» по «18» декабря 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 2 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 801,0 м. Статическое давление составило 6,0 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При сваби́ровании «16» декабря 2019 г. было отобрано 9,0 м³ воды и 4,56 м³ нефти. Скважина в период с «16» по «18» декабря 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 23,4 м³ нефти.

По результатам режимных исследований построены индикаторные диаграммы по скважинам КМ-4 и Б-10 (рисунки 3.2 и 3.3), которые характеризуются прямолинейными зависимостями.

По результатам ГДИС были уточнены и построены зависимости изменения пластового давления и температуры от глубины, которые представлены на рисунках 3.4 и 3.5 соответственно.

Изменение пластового давления от глубины описывается уравнением:

$$P_{пл} = 0,011 * H + 0,772,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

Уточненный по данным дополнительных исследований скважин градиент давления составляет 0,011 МПа/м (ранее было принято на уровне 0,006 МПа/м).

Изменение пластовой температуры от глубины описывается зависимостью:

$$T_{пл} = 0,0314 * H + 16,2,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

Уточненный по данным дополнительных исследований скважин градиент температуры составляет 3,1°С на 100 м (ранее было принято на уровне 2,2 °С на 100 м).

В таблице 3.3 представлены результаты опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, а в таблицах 3.4 и 3.5 – результаты гидродинамических исследований скважины (ГДИС) соответственно методами не установившихся (КВД) и установившихся отборов (МУО).

В таблице 3.6 представлены приведенные к отметке водонефтяных контактов уточненные по данным дополнительных исследований скважин начальные пластовые давление и температура по продуктивным горизонтам.

В таблице 3.7 представлены сводные характеристики по данным исследования скважин и пластов.

Как показывают проведенные на скважинах ГДИ, наибольшим коэффициентом продуктивности и гидропроводностью характеризуется горизонт М-0-1, а наименьшими – горизонт М-0-7. Все скважины, кроме Б-10 при исследованиях характеризовались отрицательным скин-фактором, что характеризуют призабойную зону этих скважин как улучшенную по сравнению с удаленной частью пласта.

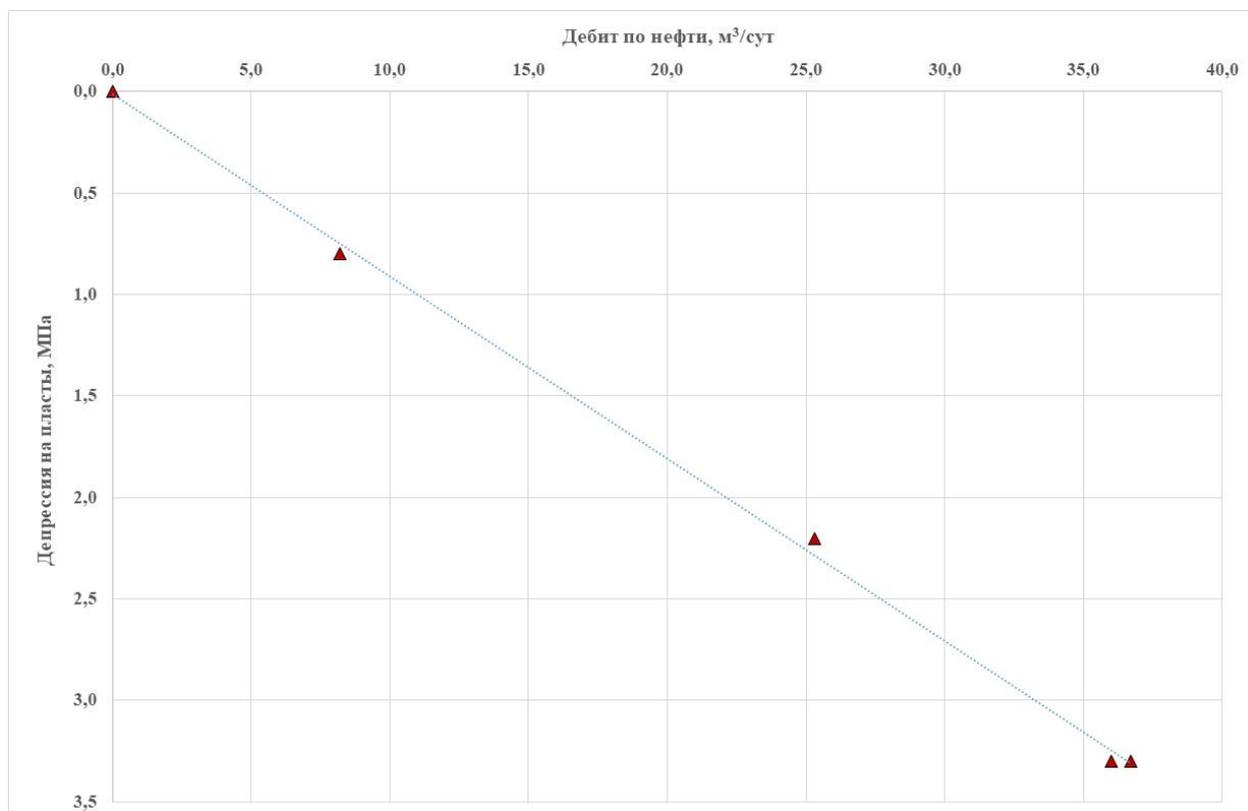


Рисунок 4.2. Индикаторная диаграмма по скважине КМ-4. Интервал опробования – 762,0-767,7 м

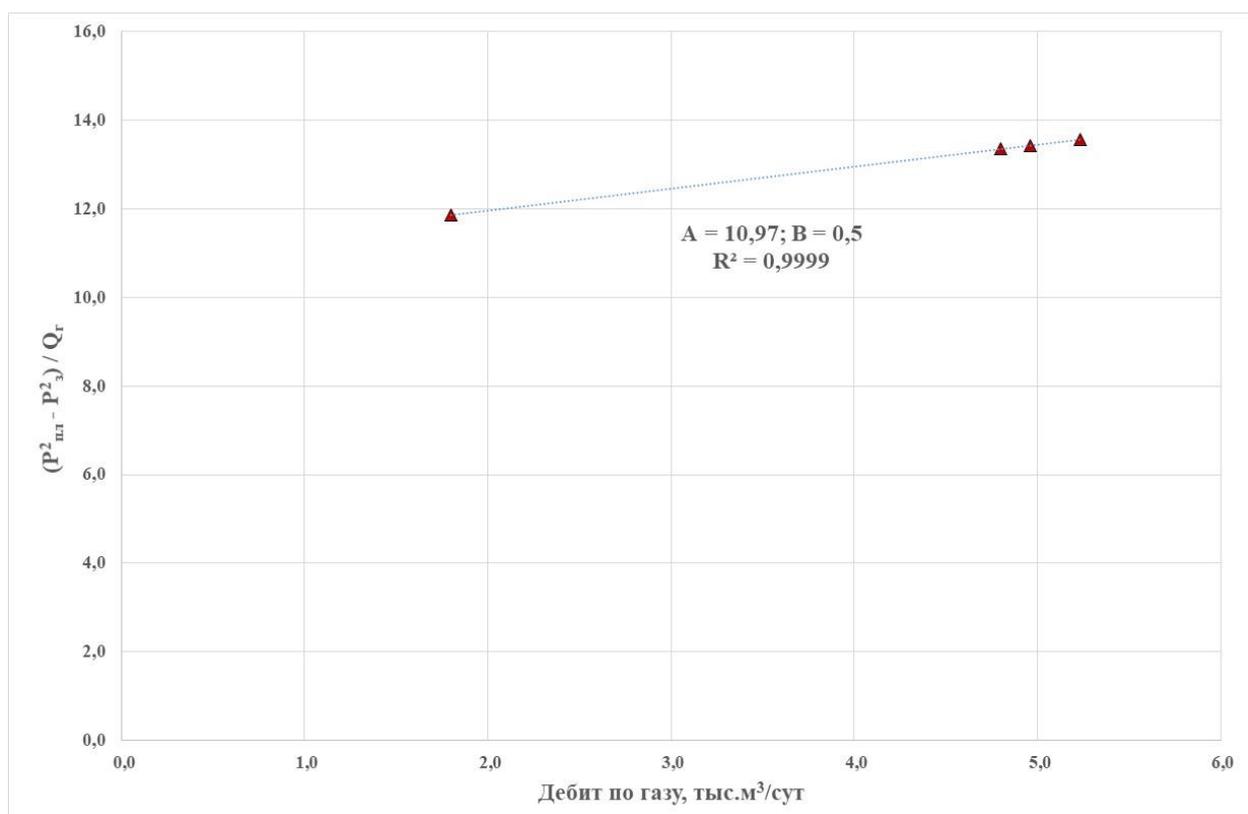


Рисунок 3.3-Индикаторная диаграмма по скважине Б-10. Интервал опробования – 962,0-968,0 м

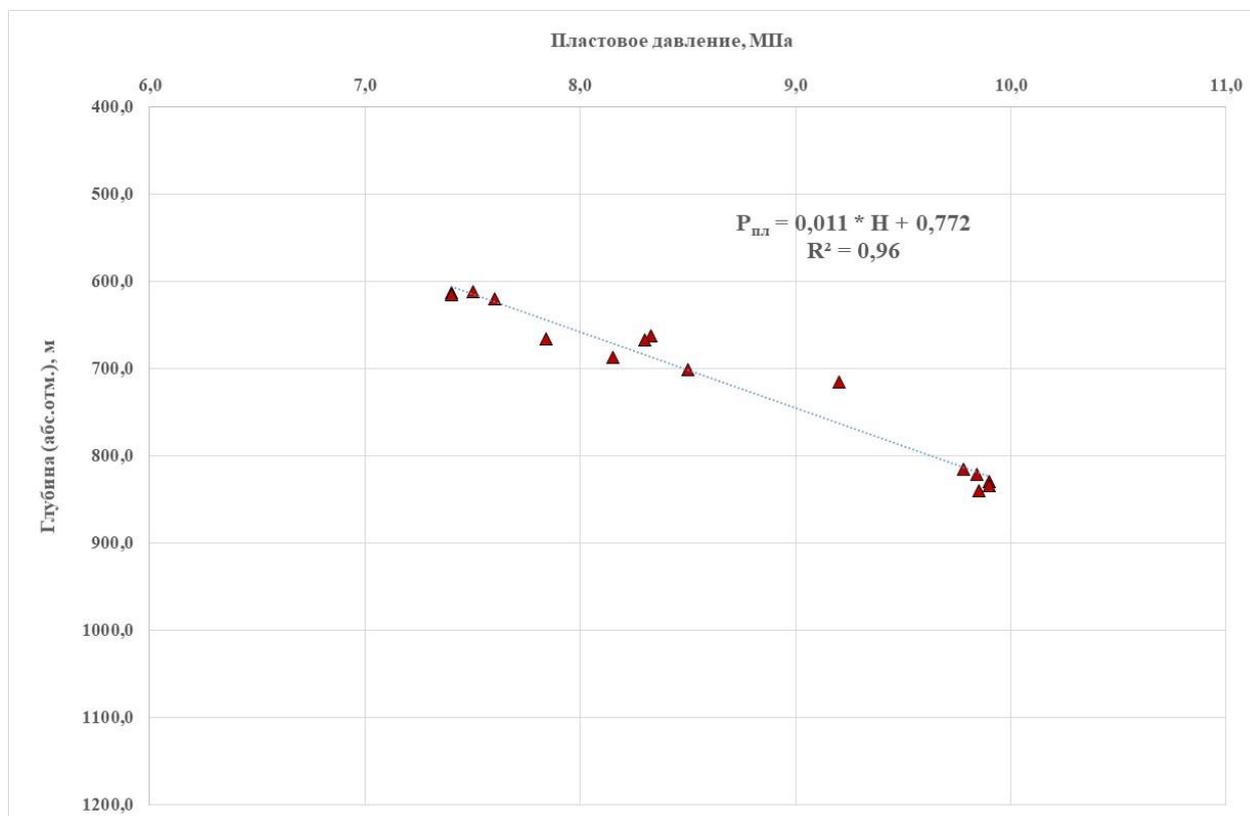


Рисунок 3.4-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины

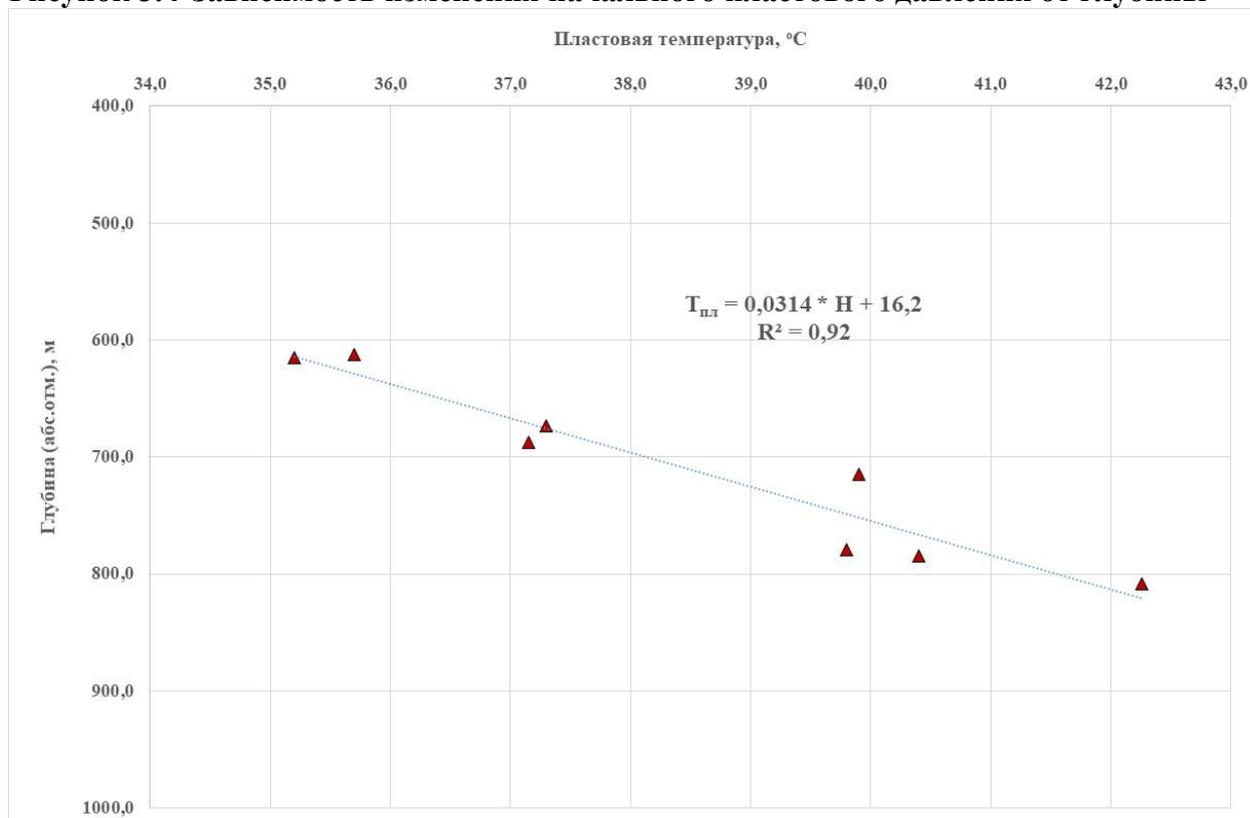


Рисунок 3.5-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины

Таблица 4.3.Результаты опробования поисково-разведочных и опережающих добывающих скважин месторождения Бестобе

Сква- жина	Объект опробования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата опробования	Способ опробования	Способ вскрытия	Искусственный забой, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КМ-4	I	Pz	1012,0-1021,0 1026,5-1037,0 1045,0-1056,0	24.10.2017-02.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 488 отв.)	1186,6	Получен приток воды объемом 75,3 м ³
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	03.11.2017-21.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 109 отв.)	1006,0	До СКО методом свабирования был получен приток жидкости объемом 4,5 м ³ , после СКО объем увеличился до 17,04 м ³ (нефти - 4,6 м ³ и воды 12,44 м ³). При работе скважины при помощи струйного насоса «УЭОС-4» общий приток жидкости составил 4,42 м ³ (нефти - 0,2 м ³ и воды 4,22 м ³)
КМ-4	III	M-0-8	975,0-978,5	23.11.2017-28.11.2017	Свабирование и компрессирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 56 отв.)	984,0	При свабировании получен приток технической воды и «пленки» нефти объемом 21,18 м ³ и компрессировании - 8,67 м ³
КМ-4	IV	M-0-7	958,5-961,3 963,5-966,0	29.11.2017-30.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 85 отв.)	974,0	Техническая вода объемом 15,8 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ без признаков нефти
КМ-4	V	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	02.12.2017-12.12.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 130 отв.)	974,0	Получен приток жидкости объемом 44,53 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 11,76 м ³ плотностью 0,77-0,80 г/см ³
КМ-4	VI	M-0-7	947,0-948,0 941,6-944,6 (дострел) 935,0-941,0 926,3-927,4	14.12.2017-04.01.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм ORION 102-04-RDX (всего 48	948,0	Получен приток воды объемом 8,5 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 6,34 м ³

						отв.)		плотностью 0,80 г/см ³
КМ-4	VII	М-0-6	895,0-905,0 905,0-910,0 (дострел)	05.01.2018- 12.01.2018	Свабирование и компрессирован ие	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 240 отв.)	921,0	Техническая вода объемом 30,85 м ³ плотностью
КМ-4	VIII	М-0-5	862,1-873,0 862,1-865,0 (перестрел)	14.01.2018- 01.03.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 222 отв.)	893,0	Получен приток пластовой воды объемом 149,09 м ³ плотностью 1,01-1,02 г/см ³ и нефтяной эмульсии -
КМ-4	IX	М-0-3	822,0-827,4 822,0-827,4 (перестрел)	03.03.2018- 05.04.2018	Свабирование, компрессирован ие и УЭЦН	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 183 отв.)	852,5	Получен приток пластовой воды объемом 72,55 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефтяной эмульсии - 11,11 м ³ плотностью 0,80-0,82 г/см ³
КМ-4	X	М-0-1	764,0-767,0 762,0-767,7 (дострел)	07.04.2018- 25.05.2018	Фонтан	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 80 отв.)	815,0	Из интервала 764,0-767,0 м получен приток нефти объемом 106,9 м ³ и газа - 15,293 тыс.м ³ . Из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,1 м ³ и газа - 258,1731 тыс.м ³
Б-1	-	М-0-4	859,1-860,3 860,3-863,3 (дострел)	26.07.2019- 04.08.2019	Свабирование и компрессирован ие	ПКО- 114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 67 отв.)	868,0	При свабировании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . При компрессирован ии того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . Поле дострела и совместном опробовании свабированием интервалов 859,1-860,3 м и 860,3-863,3 м получен приток воды объемом 17,78 м ³

Б-1	-	М-0-2	815,0-818,3 820,0-825,0 796,0-811,4 (дострел)	05.08.2019- 13.08.2019	Свабирование	ПКО- 114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 133 отв., дострел - 246 отв.)	843,9	При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . После дострела и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м ³ плотностью 1,0 г/см ³
Б-1	-	М-0-4	855,5-857,4	07.01.2021- 27.01.2021	Свабирование и компрессирован ие	ПКО- 114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр., 23 отв.	869,6	При свабировании был получен приток воды объемом 4,52 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ . При компрессирован ии того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м ³ /сут плотностью 0,78 г/см ³

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Б-5	-	М-0-8 М-0-6	975,0-980,0 908,0-910,5 (дострел)	12.06.2019- 04.07.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1028,1	При опробовании интервала притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена СКО (закачено раствора в объеме 3 м ³): приток отсутствует. «22» июня 2019 г. проведен ГРП (закачено 15 т проппанта): при опробовании получены продукты реакции с пленкой нефти. Всего получено 115,0 м ³ жидкости, из которых 26,357 м ³ - нефти. После дострела и совместном опробовании получен приток нефти объемом 3,256 м ³ плотностью 0,775г/см ³
Б-5	-	М-0-1	765,4-770,0	07.12.2019- 18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	903,7	«06» декабря 2019 г. проведен ГРП (закачено 5 т проппанта), по результатам опробования получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м ³ .
Б-7	-	М-0-5 М-0-6	873,8-876,3 915,5-917,5	16.06.2019- 29.06.2019	Свабирование, механический отбор	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	987,0	В период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м ³ нефти. В период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина периодически переливала нефтью, всего было извлечено 50,255 м ³ . В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м ³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м ³ нефти.
Б-7	-	М-0-1	705,0-711,5	20.09.2019- 29.09.2019	Свабирование, фонтанирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 72 отв.)	806	Свабированием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м ³ плотностью 0,74-0,76 г/см ³ . Фонтанированием в период с «22» по «27» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 61,4м ³
Б-7	-	М-0-4	853,8-857,8 874,0-878,0 реперфорация 853,8-854,8	28.10.2020- 12.11.2020	Мех. отбор ВШГН	ПКО-114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр, 12 отв	905	При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. после проведения ОПП, принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м. В период с «04» по «12» ноября 2020 г. из интервала 853,8-854,8 м при помощи ВШГН было извлечено 91,772 м ³ нефти за 200 часов.
Б-9	-	М-0-8	994,5-999,0 1001,5-1005,5	28.07.2019- 01.08.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 136 отв.)	1029,6	В период опробования было извлечено 9,0 м ³ воды плотностью 1,0 г/см ³

Б-9	-	М-0-2	800,2-803,7	02.08.2019-26.10.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 56 отв.)	987,6	При свабировании в период с «03» по «13» августа 2019 г. извлечено 26,368 м ³ нефти. В период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина фонтанировала нефтью, всего было отобрано 90,2 м ³ за 89,5 часа. «09» августа 2019 г. в скважине проведена СКО, с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м ³
Б-9	-	М-0-1	776,0-777,3	26.10.2019-29.10.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	791,0	При свабировании «27» октября 2019 г. извлечено 20,45 м ³ нефти. В период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина фонтанировала, всего было отобрано 40,69 м ³ нефти за 48 часов.
Б-10	-	М-0-7	962,0-968,0	22.08.2019-09.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 96 отв.)	1034,0	«23» сентября 2019 г. за счет свабирования было извлечено 3,96 м ³ воды. Скважина начала фонтанировать: сначала водой и "пленкой" нефти с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м ³ нефти и 12,312 м ³ воды за 267,5 часа
Б-10	-	М-0-7	969,0-974,0	10.09.2019-15.09.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1034,0	В период с «11» по «12» сентября 2019 г. свабированием отобрано 11,16 м ³ воды, далее - при компрессировании отобрано 7,92 м ³ воды
КМ-4_1	-	М-0-8	992,5-998,7	12.09.2019-14.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	1043,7	В период с «12» по «13» сентября 2019 г. отобрано 19,323 м ³ воды и 0,7 м ³ нефти. После 19 рейса сваба со скважины пошел слабый приток газа при работе скважины на 5 мм диаметре штуцера
КМ-4_1	-	М-0-3	830,8-832,5	16.09.2019-23.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 27 отв.)	1043,7	При свабировании «16» сентября 2019 г. отобрано 7,0 м ³ воды и 5,96 м ³ нефти. Начиная с «17» по «22» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 107,66 м ³ нефти
КМ-4_1	-	М-0-1	781,5-783,0	14.12.2019-18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	801,0	При свабировании «16» декабря 2019 г. отобрано 9,0 м ³ воды и 4,56 м ³ нефти. Начиная с «16» по «18» декабря 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 23,4 м ³ нефти

Таблица 4.3. Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации КВД

Скважина	Объем опробования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Глубина установки метра, м	Пластование		Гидропроводность, мкм ² *см / [мПа*с]	Проницаемость, мкм ²	Пьезопроводность, см ² /с	Скин-фактор	Радиус информативности исследования, м	Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]
								давление, МПа	температура, °С						
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	17.11.2017	1186,6	73 / 962	605,0	8,6	40,4	1,36	0,0291	2031,0	-4,0	70	1,14
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	19.11.2017-20.11.2017	1186,6	73 / 962	932,0	8,8	40,4	1,50	0,0143	1755,0	-2,7	53	1,31
КМ-4	IV+V	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	06.12.2017-08.12.2017	1186,6	73 / 913	926,3	3,6	39,8	0,86	0,0151	144,0	-0,7	-	0,58
КМ-4	VII	M-0-5	862,1-873,0	21.01.2018-26.01.2018	1187,6	73 / 840	862,1	9,2	39,9	1,13	0,0112	49,0	-1,0	-	0,78
КМ-4	VIII	M-0-3	822,0-827,4	17.03.2018-23.03.2018	1186,6	73 / 795	821,0	7,6	37,3	0,32	0,0018	219,0	-1,7	-	0,21
КМ-4	X	M-0-1	764,0-767,0	09.04.2018-11.04.2018	805,3	-	760,0	7,4	35,7	26,70	0,0850	25,0	-2,6	35,3	20,40
КМ-4	X	M-0-1	762,0-767,7	17.04.2018-26.04.2018	805,3	73 / 743	762,0	7,4	35,2	14,40	0,0460	20,0	-1,7	29,4	11,40
Б-7	-	M-0-5 M-0-6-2	873,8-876,3 915,5-917,5	20.06.2019-23.06.2019	987,0	73 / 850	850,0	8,2	37,2	7,70	0,0139	54,8	-2,8	73,8	6,40
Б-10	-	M-0-7	962,0-968,0	23.08.2019-06.09.2019	1034,0	73 / 940	962,0	8,6	42,3	0,20	0,00315	146,3	2,1	92,6	1,57
КМ-4_1	-	M-0-3	830,8-832,5	22.09.2019-03.10.2019	902,0	73 / 808	830,8	7,8	38,1	12,70	0,345	640,1	-6,6	424	7,70

Таблица 4.4. Результаты гидродинамических исследований МУО

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Глубина спуска НКТ, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебит, м ³ /сут			Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]	Температура, °С	
							Р _п	Р _з		нефт.	воды	газа			
КМ-7	Ю-IV-2-2	1888,0-1894,0	02.03.2018-11.03.2018	2328,0	73 / 1179	7	17,9	12,0	5,9	17,3	-	-	2,9	70,0	
						3		15,6		2,3	6,1	-	-		2,7
						5		Приток не стабилизировался							
КМ-7	Ю-IV-2-2	1832,0-1849,0	07.04.2018-16.04.2018	-	73 / 1806	7	17,7	12,4	5,3	69,1	-	-	13,1	66,7	
						3		16,3		1,4	21,6	-	-		15,2
						5		14,1		3,6	42,7	-	-		12,0
КМ-7	Ю-IV-2-1	1772,0-1777,0	23.04.2018-02.05.2018	1801,8	73 / 1752	7	18,2	6,0	12,1	16,4	-	48,70	1,3	61,8	
						3		13,8		4,4	6,8	-	19,88		1,5
						5		8,3		9,8	13,0	-	38,19		1,3
						7		4,3		13,9	9,4	-	27,09		0,7
КМ-7	Ю-III	1518,0-1522,0	11.05.2018-20.05.2018	1691,5	73 / 1511	7	15,7	12,0	6,1	34,6	-	-	5,7	52,8	

Таблица 4.5. Приведенные к отметке ВНК начальные пластовые давление и температура

Продуктивный горизонт	Блок	Отметка ВНК (абс.отм.), м	Начальное приведенное пластовое	
			давление, МПа	температура, °С
Ю-0-1	I	-1060,5	13,9	47,9
Ю-III	I	-1390,0	16,0	57,4
	II	-1398,8	16,0	57,7
Ю-IV-2-1	I	-1688,9	17,9	66,0
	II	-1698,8	17,9	66,3
Ю-IV-2-2	I	-1765,2	18,4	68,2
	II	-1790,7	18,5	68,9
Ю-IV-2-3	II	-1839,3	18,8	70,3
Ю-IV-2-4	II	-1883,5	19,1	71,6
Ю-IV-2-5	II	-1960,2	19,6	73,8

Таблица 4.6. Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	сква.	иссл.		
Начальное пластовое давление, МПа	2	5	15,7-18,5	17,6
Начальная пластовая температура, °С	2	5	56,1-70,1	64,0
Геотермический градиент, °С/м	4	7	-	0,0287
Дебит нефти, м ³ /сут	1	4	6,1-69,1	22,5
Обводненность (весовая), %	1	4	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	1	4	369,9-382,6	377,1
Коэффициент удельной продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	2	5	0,1-2,4	0,8
Коэффициент удельной приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[МПа*с]	2	5	0,7-22,3	9,5
Приведенный радиус, м	2	5	99-253	189,2
Пьезопроводность, см ² /с	2	5	85-1028	509,4
Проницаемость, мкм ²	2	5	2,8-52,0	19,4

4.4. Анализ результатов геофизических исследований скважин в колонне

На основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется продолжить существующими и проектными опережающими скважинами, как и было запроектировано в действующем дополнении к проектному документу (15). В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу дополнительно предусматривается выделение в качестве возвратного – горизонт М-0-4, для эксплуатации которого рекомендуется ввести две существующие скважины: одну в качестве добывающей и другую – нагнетательной. Вместе с тем, в дополнении к проекту эксплуатации (15) был рекомендован ввод в пробную эксплуатацию трех проектных опережающих добывающих и двух оценочных скважин, а в рамках настоящего дополнения № 2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки.

Для доразведки месторождения и перевода запасов нефти и газа категории С₂ в более высокие рекомендуется провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах перед вводом в пробную эксплуатацию, согласно представленному графику. Итак, на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

В работе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, утилизации сырого газа, рассмотрены вопросы требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, охрана недр и окружающей среды.

Составлена программа исследования пластов и скважин на период пробной эксплуатации.

В процессе поинтервального опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин проводились геофизические исследования в колонне по определению герметичности колонны и профиля притока (ГИС-к).

Исследования проводились компанией ТОО «ГеоМунайРесурс». При проведении исследований использовался аппаратный комплекс «ПИК-38», содержащий в своем составе набор датчиков: манометр, термометр, индикатор притока, резистивиметр, влагомер, механический расходомер.

Выполнялись, в основном, следующие методы ГИС: регистрация ГК и ЛМ; термометрия, манометрия, влагометрия и резистивиметрия в статическом режиме; термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия и индикатор притока в динамическом режиме; регистрация механической расходомерии МД и БД на протяжке в работающей скважине.

Всего было выполнено 14 исследований на скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-7, Б-9 и Б-10, из которых дополнительно было проведено 7 исследований на 5-ти скважинах.

Результаты исследований скважин по определению профиля притока и герметичности колонны представлены в таблице 3.8.

Скважина КМ-4.

Так, «16» ноября 2017 г. на скважине КМ-4 было выполнено исследование в интервале перфорации 993,2-1000,0 м (горизонт PZ). Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 972,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 50 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,2 МПа и 43,5 °С. Согласно результата исследования, как «работающий» выделяется один интервал – 994,0-995,0 м, откуда поступает вода с расчетным дебитом 6,3 м³/сут. Коэффициент охвата составил 14,7 %.

«18» ноября 2017 г. проведено повторное исследование в интервале 993,2-1000,0 м (горизонт PZ). Башмак колонны НКТ установлен на той же глубине, что и при предыдущем исследовании. Статический уровень в скважине установился на глубине 36 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,4 МПа и 43,9 °С. По результатам исследования, как «работающие» выделяются уже два интервала – 994,0-995,0 м и 998,2-1000,0 м. Из указанных интервалов поступает жидкость с высокой (до 99,0 %) обводненностью, на долю нижнего интервала приходится почти 70 % всего притока в скважину. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 14,7 %, нижнего – 26,5 %.

«05» декабря 2017 г. в интервалах 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м (горизонт М-0-7) было проведено исследование. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 913,2 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 667 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 926,3 м составили 1,8 МПа и 40,3 °С. По результатам исследования установлены три «работающих» интервала – 940,0-941,1 м, 958,5-960,0 м и 963,5-965,7 м. Верхний интервал «работает» жидкостью расчетным дебитом 2,7 м³/сут при обводненности около 12 %, а два нижних – жидкостью расчетными дебитами 6,6 м³/сут и 2,2 м³/сут, при высоких обводненностях – 97 % и 93 % соответственно. На долю верхнего

интервала приходится около 24 % всего притока в скважину, а на два нижних – 57 % и 19 % соответственно. Коэффициенты охвата изменяются сверху-вниз от 16,7 %, 53,6 % и 88,0 %.

Исследование интервала перфорации 862,1-873,0 м (горизонт М-0-5) в скважине КМ-4 проведено «20» января 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 848,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 358,7 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 862,1 м составили 4,9 МПа и 40 °С. По результатам исследований установлена два «работающих» интервала – 868,8-870,1 м и 872,0-873,0 м, причем из верхнего интервала получен приток жидкости расчетным дебитом 6,5 м³/сут при 92 % обводненности, из нижнего – 4,5 м³/сут, при 90,8 % обводненности. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 11,9 %, нижнего – 9,2 %.

Исследование интервала перфорации 822,0-827,4 м (горизонт М-0-3) в скважине КМ-4 проведено «17» марта 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 801,9 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 451,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 822 м составили 3,3 МПа и 38 °С. По исследованиям установлена «работа» четырех интервалов – 822,2-824,2 м, 826,8-828,0 м, 834,0-836,0 м и 839,0-840,0 м. Общий расчетный дебит жидкости составил 13 м³/сут, обводненность первых трех интервалов изменяется в пределах 50-72,2 %, а нижнего – 100 %. Коэффициент охвата составил 48,1 %. По результатам исследования выявлено нарушение герметичности муфтового соединения. На долю первых сверху-вниз двух интервалов приходится 28 % и 25 % соответственно, а нижних двух – 15 % и 32 % соответственно.

«09» апреля 2018 г. проведено исследование в скважине КМ-4 в интервале перфорации 764,0-767,0 м (горизонт М-0-1). Статический уровень в скважине установился на глубине 393,8 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 764 м составили 6,9 МПа и 35,5 °С. По данным исследования, как «работающий» выделен интервал – 764,8-767,0 м, расчетный дебит по нефти которого составил 29,7 м³/сут и газа 6,995 тыс.м³/сут. Коэффициент охвата по данным исследования составил 73,3 %.

В период с «17» по «23» апреля 2018 г. в скважине КМ-4 в интервале перфорации 762,0-767,7 м были проведены геофизические исследования при эксплуатации скважины на трех режимах – штуцерах диаметра 3 мм, 5 мм и 7 мм. Статический уровень в скважине установился на уровне 661 м.

Так, при работе скважины на 3 мм диаметре штуцера, как «работающие» выделены два интервала – 762,5-764,0 м и 764,0-767,0 м, с расчетными дебитами по нефти 2 м³/сут (газа – 0,544 тыс.м³/сут) и 3,2 м³/сут (газа – 2,329 тыс.м³/сут) соответственно. Коэффициент охвата составил 78,9 %.

При работе скважины на 5 мм диаметре штуцера, как «работающий» выделен интервал – 764,0-767,0 м, расчетные дебиты по нефти и газу составили 25,5 м³/сут и 6,523 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 52,6 %.

При работе скважины на 7 мм диаметре штуцера, также как и на работе при 5 мм, выделен один «работающий» интервал – 765,0-767,2 м, с расчетными дебитами по нефти и газу 35,8 м³/сут и 6,232 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 38,6 %.

Скважина Б-7.

Исследование интервалов перфорации 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м (горизонты М-0-5 и М-0-6-2) в скважине проведено «20» июня 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 850,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 873,8 м составили 7,8 МПа и 39,5 °С соответственно. По

исследованиям установлена «работа» двух интервалов –874,0-876,0 м и 915,5-917,4 м. Верхний интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 17,98 м³/сут и дебитом газа – 1,798 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 100 м³/м³), а нижний интервал «работает» водой расчетным дебитом 0,63 м³/сут и дебитом газа – 27,6 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 80,0 %, нижнего – 95,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 853,8-857,8 м, 873,8-876,3 м и 874,0-878,0 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено в период с «30» по «31» октября 2020 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 831,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 853,8 м составили 7,8 МПа и 38,4 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух пластов в интервале перфорации 853,8-857,8 м. Верхний пласт 853,8-855,8 м «работает» водой с пленкой УВ расчетным дебитом 46,5 м³/сут, а нижний пласт 856,3-857,8 м «работает» водой расчетным дебитом 40,0 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 67,0 %. Доля в общем потоке жидкости верхнего пласта составляет 53,7 %, нижнего – 46,3 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-9.

Исследование интервалов перфорации 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м (горизонт М-0-8) в скважине проведено «29» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 978,0 м. Статический уровень установился на отметке 611,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 994,5 м составили 3,8 МПа и 44,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 994,8-996,0 м и 1004,7-1005,5 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,14 м³/сут и 3,7 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,04 м³/сут и 5,2 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 26,6 %, нижнего – 20,0 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 1,307 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 9 337 м³/м³), нижнего 470,3 м³/сут (расчетный газовый фактор 11 458 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 42,0 %, нижнего – 58,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервала перфорации 800,2-803,7 м (горизонт М-0-2) в скважине проведено «07» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 782,0 м. Статический уровень установился на отметке 404,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 800,2 м составили 2,9 МПа и 27,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 800,2-803,0 м. Интервал «работает» нефтью и незначительной водой расчетными дебитами соответственно 13,5 м³/сут и 0,3 м³/сут. Коэффициент охвата пласта составил 80,0 %. Расчетный дебит газа интервала составил 43,0 м³/сут (расчетный газовый фактор 3,2 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-1.

Исследование интервала перфорации 859,1-860,3 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «31» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 830,0 м. Статический уровень установился на отметке 69,6 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 859,1 м составили 7,6 МПа и 40,0 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 859,1-859,7 м

и 859,7-860,3 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,03 м³/сут и 4,2 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,01 м³/сут и 11,9 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 100 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 4,9 м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 1 220 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 26,0 %, нижнего – 74,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервала перфорации 855,5-857,4 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «30» января 2021 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 835,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 855,5 м составили 4,7 МПа и 38,5 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 855,5-857,4 м. Коэффициент охвата пласта составил 100,0 %. Интервал «работает» водой с пленкой УВ. Расчетный суточный дебит не производился из-за низкой информативности кривых. Отмечается незначительное поступление флюида из изолированного интервала 859,1-860,5 м плотностью 1,035 г/см³.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-10.

Исследование интервала перфорации 962,0-968,0 м (горизонт М-0-7) в скважине проведено «25» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 940,0 м. Статический уровень установился на отметке 650,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 962,0 м составили 8,5 МПа и 42,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 962,0-965,7 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 0,65 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 61,7 %. Расчетный дебит газа составил 4,181 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 6 432 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина КМ-4_1.

Исследование интервала перфорации 830,8-832,5 м (горизонт М-0-3) в скважине проведено «22» сентября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 808,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 7,2 МПа и 37,8 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 14,5 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил 751 м³/сут (расчетный газовый фактор 51,8 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 781,5-783,0 м и 830,8-832,5 м (горизонты М-0-1 и М-0-3) в скважине проведено «24» ноября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 762,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 6,8 МПа и 37,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 9,9 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил 592,3 м³/сут (расчетный газовый фактор 59,8 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Таким образом, результаты геофизических исследований показывают, что исследуемые перфорированные интервалы пластов-коллекторов «работают» с коэффициентами охвата от 9,2 % до 100,0 %. Заколонных перетоков в процессе исследований не выявлено.

При исследовании в интервале горизонта М-0-3, в скважине была выявлена «работа» двух интервалов ниже перфорированного, что, скорее всего, связана с нарушением герметичности муфтового соединения. Также по результатам исследований выявлено, что при увеличении диаметра штуцера уменьшается коэффициент охвата, т.е. «работающий» интервал уменьшается. Отметим, что исследование скважины при одновременной работе двух и более горизонтов (интервалов) не проведено.

Вместе с тем, при одновременной перфорации горизонтов М-0-5 и М-0-6 в скважине Б-7, а также горизонтов М-0-1 и М-0-3 в скважине КМ-4_1 по данным исследования выявлена работа лишь одного из интервалов, что может говорить об отсутствии эффективности объединения горизонтов в один объект эксплуатации.

4.5. Характеристика фонда пробуренных скважин и фактических показателей пробной эксплуатации

4.5.1. Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.09.2021 г. на месторождении Бестобе пробурено всего 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая, Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие и Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные.

Согласно утвержденному дополнению к проектному документу (15), ввод из бурения новых скважин на 01.09.2021 г. не планировалось.

В эксплуатационном фонде числятся 3 скважины КМ-4, Б-7 и Б-9, из них одна скважина Б-9 в действующем фонде и две скважины КМ-4 и Б-7 – бездействующем.

Скважины Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1 – во временной консервации.

В таблице 3.9 представлена характеристика пробуренных скважин, в таблице 3.10 – их техническое состояние.

По состоянию на 01.09.2021 г. согласно утвержденного дополнения к проектному документу (15) предусматривалась эксплуатация трех основных объектов (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного объекта (горизонт М-0-3). Фактически в пробной эксплуатации числились горизонты М-0-1 и М-0-3.

Рассмотрим характеристики эксплуатации скважин отдельно по горизонтам (объектам).

Основной объект пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1).

Скважина КМ-4. В пробной эксплуатации скважина находилась с июля 2019 до июня 2020 гг., эксплуатация характеризовалась безводной продукцией. В июле 2020 г. наблюдается резкий рост обводненности до 20 % и монотонным увеличением до 87 % в апреле 2021 г. С июня 2021 г. скважина числится в бездействующем фонде.

При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 17,8 т/сут и в процессе эксплуатации наблюдалось снижение дебита. После увеличения обводненности дебит нефти в среднем составлял 2-3 т/сут.

Скважина Б-7. В пробной эксплуатации скважина находилась с июня 2019 г. С марта 2020 г. и до остановки скважины (май 2021 г.) в добываемой продукции наблюдается резкий рост обводненности в пределах 18,3-24,5 %. С апреля 2021 г. скважина числится в бездействующем фонде.

При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 16,4 т/сут и в процессе эксплуатации наблюдалось снижение дебита. После увеличения обводненности дебит нефти в среднем составлял 1-3 т/сут.

Необходимо отметить, что данную скважину планировалось в октябре 2020 г. перевести на II-й основной объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-5), которая не была реализована.

Скважина Б-9. Как и было запланировано, в пробную эксплуатацию скважина была введена в октябре 2020 г. На дату составления настоящего проектного документа, скважина числится в действующем фонде.

При вводе в эксплуатацию характеризовалась безводной продукцией, в процессе эксплуатации наблюдается монотонное увеличение обводненности до 11,1%. За все время эксплуатации дебит по нефти составлял 5-6 т/сут.

Возвратный объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-3).

Скважина КМ-4_1. Фактически скважину в пробную эксплуатацию ввели в ноябре 2020 г. Отработав ноябрь и декабрь в 2020 г. скважина с января 2021 г. переведена во временную консервацию. За время эксплуатации дебит по нефти в среднем составлял 4,0 т/сут, при обводненности 75 %.

Таблица 3.7-Характеристика пробуренных скважин

№№ п/п	Наименование	Объекты пробной эксплуатации (горизонты)				В целом по месторождению
		I (М-0-1)	Возв. (М-0-3)	II (М-0-5)	III (М-0-6-2)	
1	В эксплуатационном фонде	3 (КМ-4, Б-7, Б-9)	-	-	-	3
2	в том числе:					
3	действующие	1 (Б-9)	-	-	-	1
4	бездействующие	2 (КМ-4, Б-7)	-	-	-	2
5	В консервации	4 (Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1)				4
6	В испытании	-	-	-	-	-
7	Итого пробуренный фонд	Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4 и КМ-4_1				7

Таблица 3.10. Техническое состояние пробуренных скважин

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
КМ-4	Поисковая	20.07.2017	18.09.2017	1 200	1 200	Pz	Pz
Б-1	Опережающая	10.06.2019	14.07.2019	1 000	1 015	Pz	Pz
Б-5	Опережающая	15.03.2019	10.06.2019	1 000	1 050	Pz	Pz
Б-7	Опережающая	15.05.2019	14.06.2019	1 000	1 000	Pz	K ₁
Б-9	Оценочная	12.06.2019	24.07.2019	1 000	1 046	Pz	Pz
Б-10	Оценочная	04.07.2019	01.08.2019	1 000	1 050	Pz	K ₁
КМ-4_1	Оценочная	26.07.2019	28.08.2019	1 000	1 200	Pz	Pz

Продолжение таблицы 3.10

Скважина	Конструкция скважины					
	направление			кондуктор		
	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
КМ-4	426,0	10,0	0,0	324,0	156,3	0,0
Б-1	323,9	46,0	0,0	-	-	-
Б-5	323,9	46,5	0,0	-	-	-
Б-7	323,9	47,4	0,0	-	-	-
Б-9	323,9	46,0	0,0	-	-	-
Б-10	323,9	45,9	0,0	-	-	-
КМ-4_1	323,9	149,8	0,0	-	-	-

Продолжение таблицы 3.10

Скважина	Конструкция скважины					
	техническая колонна			эксплуатационная колонна		
	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
КМ-4	244,5	700,7	-	177,8	1199,0	0,0
Б-1	244,5	449,7	0,0	168,3	1002,0	0,0
Б-5	244,5	449,3	0,0	168,3	1040,0	0,0
Б-7	244,5	451,4	0,0	168,3	1000,0	0,0
Б-9	244,5	453,1	0,0	168,3	1041,7	0,0
Б-10	244,5	451,5	0,0	168,3	1046,0	0,0
КМ-4_1	244,5	625,0	0,0	177,8	1056,1	0,0

4.6. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

В дополнении к проекту пробной эксплуатации (15) предусматривалось выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов пробной эксплуатации.

По материалам очередного оперативного подсчета запасов нефти и газа (16), на месторождении Бестобе установлены девять нефтяных горизонтов и один – газонефтяной. Горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7 и М-0-8 приурочены к нижнемеловым отложениям и горизонт PZ – к палеозойскому комплексу.

Все продуктивные горизонты, кроме Pz имеют запасы нефти, оцененные как по промышленной С₁, так и предварительно оцененной категории запасов С₂. В целом по месторождению доля запасов нефти промышленной категории С₁ составляет 35 %. На основные объекты пробной эксплуатации (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) приходится 74,6 % запасов всего месторождения по промышленной категории С₁. На продуктивные горизонты М-0-3 и М-0-4 приходится по 7,0 % и на остальные – менее 3-4 %.

Как правило, в пробную эксплуатацию могут быть вовлечены продуктивные горизонты (или их участки), в которых сосредоточены запасы нефти промышленной категории С₁.

Горизонт М-0-1 перебивал в пробной эксплуатации, имеются ГДИ методами КВД и МУО, по результатам которых определены коэффициенты продуктивности и дебиты. По горизонтам М-0-3 и М-0-5 также проведены ГДИ методом регистрации КВД, на основании которых определены коэффициенты продуктивности.

Горизонт М-0-6-2 самостоятельно не опробован и отдельно гидродинамические исследования по нему не проводились. Горизонт М-0-6 ранее характеризовался большим количеством сосредоточенных в нем запасов нефти, но не был исследован. В проекте пробной эксплуатации рекомендовалось провести исследования по горизонту М-0-6 с целью определения продуктивных и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и после получения результатов исследования был рекомендован к выделению в качестве самостоятельного объекта пробной эксплуатации.

На дату составления настоящего дополнения №2 к проектному документу новых данных по горизонту не получено, ввиду чего рекомендации по самостоятельному гидродинамическому исследованию скважин рассматриваемого горизонта остаются актуальными.

Учитывая вышеизложенное, на период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе рекомендуется выделить три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- **I-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-1;
- **II-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-5 (блок II);

- **III-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду не значительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют доразведки.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации дополнительно выделен возвратный горизонт М-0-4 для изучения приемистости коллекторов и проведения пробной закачки воды.

В таблице 3.17 представлены исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.

Таблица 3.8-Исходные геолого-физические характеристики основных и возвратных объектов пробной эксплуатации

Параметры	I-й объект	II-й объект	III-й объект	Возвратный	Возвратный
	М-0-1	М-0-5	М-0-6-2	М-0-3	М-0-4
Тип залежи	Пластовая, сводовая	Массивная, тектонически ограниченная	Массивная, тектонически ограниченная	Массивная, тектонически литологически ограниченная	Массивная, тектонически литологически ограниченная
Тип коллектора	Терригенные, поровые				
Площадь нефтегазоносности (категория C ₁ / C ₂), тыс.м ²	2 403 / 5 827	1 154 / 3 708	969 / 1 810	824 / 322	1 025 / 629
Средняя общая толщина, м	5,2	23,4	21,0	11,4	12,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	8,3	5,8	3,7	3,8
Пористость по ГИС, д.ед.	0,28	0,30	0,29	0,32	0,31
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,62	0,53	0,49	0,66	0,62
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	65,5	13,0	13,0*	173,0	13,0*
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,797	0,903	0,927	0,66	0,691
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2,0	7,0	6,0	4,0	4,0
Пластовая температура, °С	36,1	38,9	40,2	37,4	38,1
Пластовое давление, МПа	7,7	8,7	9,1	8,2	8,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3,25*	3,25*	3,25*	3,25	3,25*
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,717*	0,717*	0,717*	0,717	0,717*
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,771	0,764	0,764	0,774	0,774*
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,105	1,105	1,105	1,105	1,105
Содержание серы в нефти, %	0,23	отс.	отс.	0,06	0,27
Содержание парафина в нефти, %	4,63	12,43	12,43	12,41	3,80
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,0*	1,0*	1,0*	1,0	1,0*
Газосодержание, м ³ /т	8,1*	8,1*	8,1*	8,1	8,1*
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013
Средняя продуктивность, м ³ /[сут*МПа]	15,9	3,6	3,6*	4,0	4,0*
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	5 058	3 348	1104	355	410
в том числе: по категории C ₁	1 350	1 145	586	279	281
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	2 150	1 423	469,3	150,9	174,2
в том числе: по категории C ₁	573,8	486,6	249,1	118,6	119,4
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
в том числе: по запасам категории C ₁	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425

Примечание: * - приняты по аналогии с результатами исследований глубинных проб нефти горизонта М-0-3

4.7. Расчет запасов нефти проектных скважин.

Как было отмечено в предыдущих разделах, в пробную эксплуатацию рекомендуется ввести пять продуктивных горизонтов.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется бурение и ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин, а также ввод в пробную эксплуатацию семи существующих скважин, четыре из которых – из консервации и две – из бездействия.

Все проектные опережающие добывающие скважины располагаются на границе категорий запасов C_1 и C_2 , ввиду чего эти проектные скважины, безусловно, будут дренировать запасы нефти как промышленной категории C_1 , так и предварительно оцененной C_2 , в случае их подтверждения. Вместе с тем, учитывая, что согласно ориентировочных прогнозных технологических показателей, по основным объектам пробной эксплуатации степень отбора от утвержденных извлекаемых запасов нефти на конец периода будет изменяться всего в пределах 2,6-5,6 % и проектные уровни добычи нефти незначительные, можно допустить ввод в пробную эксплуатацию проектных опережающих добывающих скважин без вреда для недоразведанных запасов нефти, тем самым не нарушая п. 34 «Единые правила...».

Исходя из местоположения существующих и проектных опережающих добывающих скважин, планируемых к вводу в пробную эксплуатацию на выделенные объекты пробной эксплуатации, определены вовлекаемые в пробную эксплуатацию запасы нефти.

Вовлекаемые в пробную эксплуатацию скважинами удельные извлекаемые запасы нефти рассчитывались исходя из удельной площади, приходящиеся на скважину, а затем учитывая средневзвешенные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, свойства нефти, рассчитывались запасы нефти.

Результаты расчета вовлекаемых в пробную эксплуатацию скважинами удельных извлекаемых запасов нефти представлены в таблице 3.18. Как видно из представленной таблицы, по горизонтам М-0-5 и М-0-3 будут задействованы 100 % утвержденных запасов нефти промышленной категории C_1 , по горизонту М-0-4 – 52 % и горизонтам М-0-1 и М-0-6-2 – соответственно 84 % и 68 %.

Таблица 4.7.1 Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию

Горизонт	Скважина	Категория скважин	Запасы нефти утвержденные ГКЗ Республики Казахстан по категории C_1 , тыс.т		Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию по категории C_1 , тыс.т	
			геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
М-0-1	КМ-4	поисковая	1 350	573,8	283,3	120,4
	Б-9	оценочная			204,9	87,1
	Б-3	проектная опережающая			48,2	20,5
	Б-4	проектная опережающая			602,7	256,2
М-0-5	Б-7	опережающая добывающая	1 145	486,6	513,7	218,3

	Б-2	проектная опережающая			317,6	135,0
	Б-6	проектная опережающая			313,7	133,3
М-0-6-2	Б-5	опережающая добывающая	586	249,1	139,4	59,3
	Б-8	проектная опережающая			258,1	109,7
М-0-3	КМ-4	поисковая	279	118,6	228,0	96,9
	КМ-4_1	оценочная			51,0	21,7
М-0-4	Б-1	опережающая добывающая	281	119,4	146,1	62,1
	Б-10	оценочная			-	-

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии.

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси с добывающих скважин по выкидному трубопроводу через скоростной электрический подогреватель нефтепродуктов будет поступать в накопительную емкость, где будет происходить отделение остаточного газа от нефтяной эмульсии.

Замер нефтяной эмульсии будет осуществляться с накопительной емкости с помощью метрштока (мерной линейки) и мультифазным расходомером, установленным на входе в накопительную емкость. Принцип расчета - на основе геометрического метода расчета объема цилиндра, где расчет объема емкости выполняется в результате реальных замеров вместимости жидкости по данным метрштока (мерной линейки), после чего по результатам измерений будут созданы таблицы калибровки накопительной емкости - по объему.

Добытая продукция скважин с емкости, с помощью насоса откачки жидкости, подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

На этапе пробной эксплуатации транспорт нефти будет осуществляться автоцистерной, согласно договорам, заключенных между Недропользователем и потребителями.

В настоящем разделе приведен комплекс рекомендуемых исследовательских работ, направленный на получение новой и уточнение имеющейся информации.

В таблице 5.2.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе.

5.2.1. Отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды

Глубинные пробы, отобранные из поисковой скважины КМ-4, признаны некондиционными.

В период пробной испытания из оценочной скважины КМ-4_1 была отобрана глубинная проба нефти, приуроченная к горизонту М-0-3, а также из оценочной скважины Б-10 из интервала М-0-7 горизонта.

Отобранные глубинные пробы, судя по свойствам, вызывают сомнение.

Так, по горизонту М-0-7 (район скважины Б-10), в которой установлена газовая шапка, давление насыщения составило 2,9 МПа, при пластовом 8,7 МПа, т.е. нефть в пластовых условиях недонасыщена газом, чего априори не должно быть в газонефтяных залежах. Вместе с тем, нефть характеризуется низким газосодержанием 64,5 м³/т.

По горизонту М-0-3 давление насыщения составило 1,0 МПа, газосодержание пластовой нефти – 8,1 м³/т и это при плотности нефти в дегазированном состоянии 0,768 г/см³.

После утверждения и согласно рекомендациям действующего дополнения к проекту пробной эксплуатации (15), дополнительно глубинные пробы не отбирались и не изучались.

Учитывая вышеизложенное, во всех существующих добывающих (Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, КМ-4 и КМ-4_1) и проектных опережающих добывающих (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8) скважинах при дополнительных испытаниях объектов и перед вводом в эксплуатацию на вводимый горизонт рекомендуется отобрать и изучить, как минимум по три глубинные пробы нефти. Это будет являться обязательным условием. После определения основных параметров нефти, в частности давления насыщения нефти газом и газосодержания, рекомендуется уточнить режим работы скважины на период пробной эксплуатации.

Исследования глубинных проб нефти рекомендуется выполнить согласно требованиям СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава». Для этого рекомендуется отобрать не менее трех глубинных проб, по которым выполнить следующие исследования: определение РV-соотношения; однократное и дифференциальное разгазирование; определение вязкости нефти; пластовая дегазация и определение пластового композиционного состава нефти.

По выделившемуся при дегазации пробы пластовой нефти газу, рекомендуется выполнить исследования по определению основных свойств и компонентного состава, согласно требований ГОСТ 31371 (ISO 6974), ГОСТ 14920.

Периодичность отбора и изучения глубинных проб нефти и растворенного в нефти газа – во всех скважинах при испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт.

Свойства и состав нефти в поверхностных условиях исследованы по горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и Pz по одной-двум пробам и остаются неизученными свойства нефти в дегазированном состоянии по двум подгоризонтам М-0-6-1 и М-0-6-2.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется продолжить отбор и изучение проб нефти в поверхностных условиях по вышеперечисленным горизонтам. Обязательным условием перед вводом в пробную эксплуатацию скважин на горизонт М-0-6-2 будет являться отбор и изучение проб нефти в поверхностных условиях.

Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти – раз в год по всем скважинам и всем горизонтам. По горизонту М-0-6-2 – при вводе в эксплуатацию как существующих, так и проектной опережающей добывающей скважины, далее – раз в год по всем скважинам.

В период продолжения пробной эксплуатации прогнозируется обводненность не превышающая 10 %. При появлении на скважинах в составе добываемой продукции пластовой воды рекомендуется отобрать не менее трех проб, а также провести лабораторные исследования по определению основных свойств (плотность, жесткость, минерализация, тип воды, кислотность и т.д.) и компонентного состава.

Периодичность отбора и исследования проб воды – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении обводненности – раз в квартал.

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации, представлен баланс сырого газа месторождения Бестобе, на период с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг., и представлен в таблице 6.4.2. Расчетный объем сжигаемого сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV} = V_1 - V^1_1, \text{ где:}$$

V_{IV} – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн.м³;

V_1 – объем добытого сырого газа, млн.м³;

V^1_1 – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

Таблица 6.4.2. Баланс сырого газа месторождения Бестобе в период пробной эксплуатации с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.

Годы	Добыча попутного газа, млн.м ³	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн.м ³ /год	Сжигание сырого газа на факеле, млн.м ³ /год	Объем утилизации газа, %
2021 (01 сентября)	0,025529	0	0,025529	0
2022	0,194076	0	0,194076	0
2023 (31 октября)	0,185026	0	0,185026	0

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период с 01 сентября 2021 по 31 октября 2023 г. будет направляться на факельную установку для сжигания.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 28 стационарных источников загрязнения, из них:

- организованных – 15;

- неорганизованных – 13.

Возможными основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин являются:

- стационарные организованные источники: выхлопные трубы дизельных двигателей БУ, дизель генераторов и агрегатов, выхлопные трубы котла, дыхательные патрубки резервуаров хранения ГСМ, и т.д.;
- стационарные неорганизованные источники: открытые участки сварочного, планировка площадки буровой установки, блок приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового шлама, механические мастерские и т.д.

Строительство скважин предполагается вести поэтапно. На первом этапе строительства отсыпается площадка скважин, на втором этапе работ производится бурение скважины с последующим испытанием скважины - третий этап.

При испытании скважин выявлено: 9 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 9. При испытании скважины газ планируется сжигать на факеле.

4.8. Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации были приняты следующие исходные данные, которые были приведены в предыдущих главах.

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных 26 месяцев – с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. (включительно).

В пробную эксплуатацию рекомендуется ввести три основных объекта – горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2, а также два возвратных – М-0-3 и М-0-4 горизонты.

Пробную эксплуатацию объекта I (горизонт М-0-1) рекомендуется вести двумя существующими (КМ-4 и Б-9) и дополнительным вводом из бурения двух проектных опережающих добывающих (Б-3 и Б-4) скважин. На II-й объект (горизонт М-0-5) рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию одну существующую (Б-7) и две проектные опережающие добывающие (Б-2 и Б-6) скважины из бурения. Эксплуатацию объекта III (горизонт М-0-6-2) рекомендуется вести одной существующей (Б-5) и вводом из бурения одной проектной опережающей добывающей (Б-8) скважинами. Возвратный объект (горизонт М-0-3) рекомендуется вести эксплуатацией существующей скважиной КМ-4_1 и дополнительным вводом в мае 2023 г. скважины КМ-4, путем перевода ее из вышележающего горизонта М-0-1. Возвратный объект М-0-4 рекомендуется вести эксплуатацией существующими скважинами: Б-1 в качестве добывающей и Б-10 – нагнетательной.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин.

Необходимо отметить, что на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

Ожидается, что скважины будут вводиться в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

Пробная эксплуатация, кроме возвратного горизонта М-0-4, будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления. На нагнетательную скважину Б-10 возлагается задача исследования на приемистость коллекторов и изучение влияния законтурной закачки воды на изменение пластового давления в продуктивной части залежи.

Для прогнозирования уровней добычи попутного газа по объектам пробной эксплуатации принято утвержденное значение газосодержания (8,1 м³/т) по последнему отчету по оперативному подсчету запасов (16). Как известно, по фактическим данным за 8 месяцев 2021 г. в составе добываемой продукции не наблюдается попутного газа и, вероятно, связано с незначительными объемами газа, который не улавливают газовые счетчики.

Коэффициенты эксплуатации добывающих скважин при пробной эксплуатации по горизонтам приняты исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляют 0,95 д.ед., для нагнетательной скважины – 0,98 д.ед.

Забойные давления в добывающих скважин рекомендуется поддерживать на уровне или выше давления насыщения нефти газом, которое по данным исследования глубинных проб нефти из интервалов горизонта М-0-3 составляет 1,0 МПа (для остальных горизонтов принято по аналогии). Забойное давление нагнетательной скважины не должно превышать давление гидравлического разрыва пластов.

По объекту пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1) проектный дебит по скважине Б-9 принят на уровне текущего дебита – 5,2 т/сут. Для скважины КМ-4 на уровне 3,0 т/сут и для проектных опережающих добывающих – 4,1 т/сут, как среднее по существующим скважинам Б-9 м КМ-4.

По объекту пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1) проектный дебит по скважине Б-9 принят на уровне текущего дебита – 5,2 т/сут. Для скважины КМ-4 на уровне 3,0 т/сут и для проектных опережающих добывающих – 4,1 т/сут, как среднее по существующим скважинам Б-9 м КМ-4.

По объектам пробной эксплуатации II (горизонт М-0-5) и III (горизонт М-0-6-2) проектные дебиты скважин по нефти принимаются на уровнях запроектированных в рамках дополнения к проекту пробной эксплуатации (15) – соответственно 14,7 т/сут и 5,0 т/сут, так как новых данных по рассматриваемым объектам не было получено.

По возвратному горизонту М-0-3 проектный дебит скважин по нефти принят на уровне 5,0 т/сут по фактическим данным эксплуатации скважины КМ-4_1, а для скважины КМ-4, после перевода из I-го объекта – на уровне 5,0 т/сут. Напомним, в действующем проектом документе на продолжение пробной эксплуатации (15) дебит по нефти планировался на уровне 17,9 т/сут.

Для скважины Б-1 возвратного объекта пробной эксплуатации М-0-4 начальный дебит по нефти прогнозируется на уровне 5,0 т/сут.

Напомним, что согласно п. 30 «Единых правил...» «Пробная эксплуатация предусматривает временную эксплуатацию скважин и добычу углеводородов в исследовательских целях для определения параметров, необходимых при проектировании системы разработки». Учитывая вышеизложенное, прогнозируемые дебиты по нефти, как раз-таки, необходимо уточнить во время эксплуатации скважин, что и является одной из основных задач пробной эксплуатации.

В целом по месторождению Бестобе в период продолжения пробной эксплуатации с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. планируется отобрать 50,0 тыс.т нефти, 54,8 тыс.т жидкости и 0,404 млн.м³ попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 9,7 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,015 д.ед. при утвержденной величине 0,425 д.ед.

С учетом выше принятых условий и допущений, спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации на период с сентября 2021 по октябрь 2023 гг., которые в соответствии с рекомендациями «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» представлены в таблицах 4.1-4.14.

На графическом приложении 18 представлена схема размещения пробуренных и проектных скважин на период пробной эксплуатации.

Таблица 4.1-Показатели добычи нефти по скважинам

Годы и периоды	Скважина	Способ эксплуатации	Горизонт	Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Ожидаемая добыча нефти, тыс.т	Ожидаемая добыча нефти по кварталам, тыс.т				
						I	II	III	IV	
2021	КМ-4	Механизированный	М-0-1	10,0	0,171	-	-	-	0,171	
2022		Механизированный			1,020	0,252	0,255	0,257	0,256	
2023		Механизированный			0,333	0,250	0,083	-	-	
2021	Б-9	Механизированный		3,4	0,594	-	-	0,146	0,448	
2022		Механизированный			1,768	0,437	0,441	0,445	0,444	
2023		Механизированный			1,460	0,433	0,437	0,441	0,148	
2021	Б-3	Механизированный		3,4	0,234	-	-	-	0,234	
2022		Механизированный			1,394	0,345	0,348	0,351	0,350	
2023		Механизированный			1,151	0,342	0,345	0,348	0,117	
2021	Б-4	Механизированный		10,0	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			1,168	0,119	0,348	0,351	0,350	
2023		Механизированный			1,151	0,342	0,345	0,348	0,117	
2021	Б-7	Механизированный	М-0-5	13,1	1,284	-	-	-	1,284	
2022		Механизированный			5,033	1,251	1,259	1,266	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-2	Механизированный		13,1	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			5,033	1,251	1,259	1,266	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-6	Механизированный		8,0	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			1,669	-	-	0,412	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-5	Механизированный		М-0-6-2	5,4	0,290	-	-	-	0,290
2022		Механизированный				1,721	0,427	0,430	0,433	0,431
2023		Механизированный				1,415	0,421	0,424	0,427	0,144
2021	Б-8	Механизированный	10,0		-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			1,721	0,427	0,430	0,433	0,431	
2023		Механизированный			1,415	0,421	0,424	0,427	0,144	
2021	КМ-4_1	Механизированный	М-0-3		5,2	0,289	-	-	-	0,289
2022		Механизированный				1,716	0,425	0,429	0,432	0,430
2023		Механизированный				1,407	0,419	0,422	0,424	0,142
2021	КМ-4	Механизированный			2,4	-	-	-	-	-
2022		Механизированный				-	-	-	-	-

2023		Механизированный			0,849	-	0,283	0,424	0,142
2021		Механизированный			0,290	-	-	-	0,290
2022	Б-1	Механизированный	М-0-4	3,9	1,718	0,426	0,429	0,432	0,431
2023		Механизированный			1,412	0,420	0,423	0,426	0,143
2021	Б-10	Механизированный		-	-	-	-	-	-
2022		Механизированный		-	-	-	-	-	-
2023		Механизированный		-	-	-	-	-	-

Таблица 4.2-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам

Годы и период	Скважина	Дата ввода в пробную эксплуатацию	Категория скважины	Среднегодовой дебит скважины			Приемистость, м3/сут	Добыча нефти, тыс.т		Отбор удельных извлекаемых запасов нефти, %	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3		Закачка воды, тыс.м3	
				нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2021	КМ-4		существующая поисковая	3,0	3,7	0,024	0,0	0,171	3,7	3,1	0,212	4,1	19,1	0,00138	1,535	0,0	0,0
2022				2,9	3,8	0,024	0,0	1,020	4,7	3,9	1,321	5,4	22,8	0,00826	1,544	0,0	0,0
2023				2,9	4,0	0,024	0,0	0,333	5,1	4,2	0,455	5,9	26,8	0,00269	1,546	0,0	0,0
2021	Б-9		существующая оценочная	5,1	6,3	0,042	0,0	0,594	2,1	2,4	0,734	2,4	19,1	0,00481	0,005	0,0	0,0
2022				5,1	6,6	0,041	0,0	1,768	3,9	4,5	2,290	4,7	22,8	0,01432	0,019	0,0	0,0
2023				5,1	6,9	0,041	0,0	1,460	5,4	6,2	1,994	6,7	26,8	0,01182	0,031	0,0	0,0
2021	Б-3		проектная опережающая	4,0	5,0	0,033	0,0	0,234	0,2	1,1	0,289	0,3	19,1	0,00189	0,002	0,0	0,0
2022				4,0	5,2	0,033	0,0	1,394	1,6	7,9	1,806	2,1	22,8	0,01129	0,013	0,0	0,0
2023				4,0	5,4	0,032	0,0	1,151	2,8	13,6	1,572	3,7	26,8	0,00932	0,023	0,0	0,0
2021	Б-4		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	19,1	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				4,0	5,2	0,033	0,0	1,168	1,2	0,5	1,513	1,5	22,8	0,00945	0,009	0,0	0,0
2023				4,0	5,4	0,032	0,0	1,151	2,3	0,9	1,572	3,1	26,8	0,00932	0,019	0,0	0,0
2021	Б-7		существующая опережающая	14,7	14,7	0,119	0,0	1,284	3,4	1,5	1,284	3,5	0,0	0,01039	0,010	0,0	0,0
2022				14,5	14,6	0,118	0,0	5,033	8,4	3,9	5,074	8,6	0,8	0,04076	0,051	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	12,5	5,7	4,188	12,8	2,5	0,03307	0,084	0,0	0,0
2021	Б-2		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				14,5	14,6	0,118	0,0	5,033	5,0	3,7	5,074	5,1	0,8	0,04076	0,041	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	9,1	6,8	4,188	9,3	2,5	0,03307	0,074	0,0	0,0
2021	Б-6		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				14,4	14,5	0,117	0,0	1,669	1,7	1,3	1,683	1,7	0,8	0,01352	0,014	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	5,8	4,3	4,188	5,9	2,5	0,03307	0,047	0,0	0,0
2021	Б-5		существующая опережающая	5,0	5,0	0,040	0,0	0,290	0,3	0,5	0,290	0,3	0,0	0,00234	0,002	0,0	0,0
2022				5,0	5,0	0,040	0,0	1,721	2,0	3,4	1,733	2,0	0,7	0,01393	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,0	0,040	0,0	1,415	3,4	5,8	1,441	3,5	1,8	0,01146	0,028	0,0	0,0
2021	Б-8		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				5,0	5,0	0,040	0,0	1,721	1,7	1,6	1,733	1,7	0,7	0,01393	0,014	0,0	0,0
2023				4,9	5,0	0,040	0,0	1,415	3,1	2,9	1,441	3,2	1,8	0,01146	0,025	0,0	0,0

2021	KM-4_1		существующая оценочная	5,0	5,6	0,040	0,0	0,289	0,4	2,1	0,327	1,0	11,6	0,00234	0,002	0,0	0,0
2022				4,9	5,8	0,040	0,0	1,716	2,2	10,0	2,002	3,0	14,3	0,01389	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,9	0,039	0,0	1,407	3,6	16,5	1,712	4,7	17,8	0,01139	0,028	0,0	0,0
2021	KM-4		существующая поисковая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2023				4,9	5,9	0,039	0,0	0,849	0,8	0,9	1,032	1,0	17,8	0,00687	0,007	0,0	0,0
2021	Б-1		существующая опережающая	5,0	5,1	0,040	0,0	0,290	0,3	0,5	0,297	0,3	2,6	0,00234	0,002	0,0	0,0
2022				5,0	5,2	0,040	0,0	1,718	2,0	3,2	1,814	2,1	5,3	0,01391	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,3	0,040	0,0	1,412	3,4	5,5	1,520	3,6	7,1	0,01143	0,028	0,0	0,0
2021	Б-10		существующая оценочная	0,0	0,0	0,000	4,7	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,0	0,3	0,3
2022				0,0	0,0	0,000	5,8	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,0	2,1	2,4
2023				0,0	0,0	0,000	8,3	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,0	2,5	4,8

Таблица 4.3-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	1,0	0,2	0,2	8,8	1,5	0,007	1,2	1,2	9,6	9,6	19,1	0,0	0,0	0	0,008097	1,816
2022	5,3	0,9	0,9	14,2	2,5	0,010	6,9	6,9	16,6	16,6	22,8	0,0	0,0	0	0,043332	1,859
2023	4,1	0,7	0,7	18,3	3,2	0,014	5,6	5,6	22,2	22,2	26,8	0,0	0,0	0	0,033164	1,893

Таблица 4.4-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	1	1	0	0	0	3	4,2	1	0	3	3	3	0	0	4,3	5,3	0,035	0,0
2022	1	1	0	0	0	4	5,2	0	0	4	4	4	0	0	4,0	5,2	0,033	0,0
2023	0	0	0	0	0	3	5,2	1	0	3	3	3	0	0	4,2	5,7	0,034	0,0

Таблица 4.5-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	1,3	0,3	0,3	1,3	0,3	0,001	1,3	1,3	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0	0,010398	0,010
2022	11,7	2,4	2,4	13,0	2,7	0,011	11,8	11,8	13,1	13,1	0,8	0,0	0,0	0	0,095055	0,105
2023	12,3	2,5	2,6	25,3	5,2	0,022	12,6	12,6	25,7	25,7	2,5	0,0	0,0	0	0,099228	0,205

Таблица 4.6-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	0	1	0	0,0	0	0	1	1	1	0	0	14,7	14,7	0,119	0,0
2022	2	2	0	0	0	2	2,0	0	0	3	3	3	0	0	14,5	14,6	0,117	0,0
2023	0	0	0	0	0	2	2,0	0	0	3	3	3	0	0	14,1	14,5	0,115	0,0

Таблица 4.7-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,000	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0	0,002346	0,002
2022	3,4	1,4	1,4	3,7	1,5	0,006	3,5	3,5	3,8	3,8	0,7	0,0	0,0	0	0,027876	0,030
2023	2,8	1,1	1,2	6,6	2,6	0,011	2,9	2,9	6,6	6,6	1,8	0,0	0,0	0	0,022923	0,053

Таблица 4.8-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	1	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	5,0	5,0	0,040	0,0
2022	1	1	0	0	0	2	1,0	0	0	2	2	2	0	0	5,0	5,0	0,040	0,0
2023	0	0	0	0	0	2	1,0	0	0	2	2	2	0	0	4,9	5,0	0,040	0,0

Таблица 4.9-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,2	0,2	0,4	0,4	0,002	0,3	0,3	1,0	1,0	11,6	0,0	0,0	0	0,002342	0,002
2022	1,7	1,4	1,5	2,2	1,8	0,008	2,0	2,0	3,0	3,0	14,3	0,0	0,0	0	0,013897	0,016
2023	2,3	1,9	1,9	4,4	3,7	0,016	2,7	2,7	5,7	5,7	17,8	0,0	0,0	0	0,018274	0,035

Таблица 4.10-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	1	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	5,0	5,6	0,040	0,0
2022	0	0	0	0	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	4,9	5,8	0,040	0,0
2023	0	0	0	0	1	1	0,0	0	0	2	2	2	0	0	4,9	5,9	0,039	0,0

Таблица 4.11-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,001	0,3	0,3	0,9	0,9	2,6	0,3	0,3	66	0,002346	0,002
2022	1,7	1,4	1,4	2,0	1,7	0,007	1,8	1,8	2,7	2,7	5,3	2,1	2,4	81	0,013916	0,016
2023	1,4	1,2	1,2	3,4	2,9	0,012	1,5	1,5	4,3	4,3	7,1	2,5	4,8	114	0,011437	0,028

Таблица 4.12-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	2	0	0	0,0	0	0	1	1	1	1	1	5,0	5,1	0,040	4,7
2022	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	1	1	1	5,4	5,7	0,044	5,8
2023	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	0	1	1	1	4,9	5,3	0,040	8,3

Таблица 4.13-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Бестобе

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	3,2	0,2	0,2	13,5	0,8	0,003	3,4	3,4	14,8	14,8	8,2	0,3	0,3	6	0,025529	2,300
2022	24,0	1,4	1,4	37,4	2,1	0,009	26,0	26,0	40,9	40,9	8,0	2,1	2,4	6	0,194076	2,494
2023	22,8	1,3	1,3	60,3	3,4	0,015	25,3	25,3	66,2	66,2	9,7	2,5	4,8	7	0,185026	2,679

Таблица 4.14-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Бестобе

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	1	1	0	4	0	8	8,6	0	0	7	7	7	1	1	6,4	7,0	0,052	4,7
2022	4	4	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	11	1	1	6,8	7,4	0,055	5,8
2023	0	0	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	11	1	1	7,2	8,0	0,058	8,3

4.9. Техника и технология добычи нефти

Целью данного раздела является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Следует добавить, что, рекомендации по применению материалов и технологии, а также оборудования, не являются обязательными, и носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная возможность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

По состоянию на 01.09.2021 г. на месторождении Бестобе пробурено всего 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая, Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие и Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные.

В эксплуатационном фонде числятся 3 скважины КМ-4, Б-7 и Б-9, из них одна скважина Б-9 в действующем фонде и две скважины КМ-4 и Б-7 – бездействующем.

Скважины Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1 – во временной консервации.

На период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе выделены три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- I-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-1;
- II-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-5 (блок II);
- III-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- возвратный объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- возвратный объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду не значительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют доразведки.

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля в период пробной эксплуатации месторождения Бестобе, основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных 26 месяцев – с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. (включительно).

В пробную эксплуатацию будут введены существующие скважины Б-9; Б-7; Б-5; КМ-4_1; КМ-4 и Б-1. Скважины Б-3; Б-4; Б-2; Б-6 и Б-8 будут введены из бурения.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации, планируется пробная закачка воды через существующую скважину Б-10, в интервалы продуктивного горизонта М-0-4. Остальные горизонты будут вести разработку на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Ожидается, что скважины будут вводиться в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции скважин представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1. Показатели эксплуатации скважин

Скважина	Способ эксплуатации	Показатели	Годы		
			2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
Б-9 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	6,3	6,6	6,9
		Дебит по нефти т/сут.	5,1	5,1	5,1
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
КМ-4 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	3,7	3,8	4,0
		Дебит по нефти т/сут.	3	2,9	2,9
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
Б-3 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,0	5,2	5,4
		Дебит по нефти т/сут.	4,0	4,0	4,0
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
Б-4 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		5,2	5,4
		Дебит по нефти т/сут.		4,0	4,0
		Средняя обводненность, %		22,8	26,8
Б-7 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	14,7	14,6	14,5
		Дебит по нефти т/сут.	14,7	14,5	14,1
		Средняя обводненность, %	0	0,8	2,5
Б-2 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		14,6	14,5
		Дебит по нефти т/сут.		14,5	14,1
		Средняя обводненность, %		0,8	2,5
Б-6 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		14,5	14,5
		Дебит по нефти т/сут.		14,4	14,1
		Средняя обводненность, %		0,8	2,5
Б-5 (М-0-6-2)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,0	5,0	5,0
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	5,0	4,9
		Средняя обводненность, %	0,0	0,7	1,8
Б-8 (М-0-6-2)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		5,0	5,0
		Дебит по нефти т/сут.		5,0	4,9
		Средняя обводненность, %		0,7	1,8
КМ-4_1 (М-0-3)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,6	5,8	5,9
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	4,9	4,9
		Средняя обводненность, %	11,6	14,3	17,8

КМ-4 (М-0-3)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.			5,9
		Дебит по нефти т/сут.			4,9
		Средняя обводненность, %			17,8
Б-1 (М-0-4)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,1	5,2	5,3
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	5,0	4,9
		Средняя обводненность, %	2,6	5,3	7,1

Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

В целом, нефти месторождения Бестобе в поверхностных условиях можно характеризовать как «легкие». По содержанию парафина горизонт М-0-3 являются типу высокопарафинистых, а горизонты М-0-1, М-0-2 по типу являются парафинистых, по подклассу малосмолистыми и по классу малосернистыми. По вязкости – маловязкой.

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм.

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи, для нефтедобывающих скважин в промышленности:

Плунжерные штанговые насосные установки (ПШНУ)

Область эффективного применения стандартных плунжерных насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов, и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации, поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии: они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.
2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;
- Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура – до 130 °С;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

Ниже приведена требуемая мощность для работы ПШНУ

Паспортная мощность Эл.двиг-я кВт	$\cos\phi$	Среднепотребляемая мощность Эл.двиг. кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги	ток при А.	Ток потребления при спуске штанги А.
30	0,84	22	44		33

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- Коэффициент полезного действия насоса - это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает $>0,1\%$ для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. Практикуется выбор насоса, основанный на ожидаемых объемах дебитов, однако предпочтителен выбор насоса большей производительности (например, обычно выбирается насос производительностью 32 м³/100 оборотов в минуту/сутки, если по анализу рекомендуется насос с производительностью 25 м³/100 оборотов в минуту/сутки),

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка, поступающего из пласта.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ, должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Электроцентробежные насосные установки

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, с функциями изменения скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;

- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;

- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;

- погружной электродвигатель (ПЭД).

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ПШНУ имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки ЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий, может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод сырого газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управлением электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

Также следует добавить, что, выбранное оборудование должно обеспечить отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в проекте.

Электроцентробежные насосные установки

Устьевое оборудование

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;
- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;
- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;
- погружной электродвигатель (ПЭД).

Подъем добываемой продукции скважин будет вестись по НКТ диаметром 73 мм.

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

Способ эксплуатации скважин УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ШГН имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК — коррозионностойкое.

Насосы погружные электроцентробежные с применением тепло-кислотостойких полимерных композиционных материалов (УЭЦН ПМ), предназначенные для откачки обводнённых пластовых жидкостей, осложнённых асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями (АСПО).

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг, в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152-393. Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

При прекращении фонтанирования, Недропользователю необходимо будет перейти на механизированный способ добычи. Рекомендуется осуществить переход на УЭЦН, в связи с тем, что у штанговых насосов имеется ряд недостатков. К данным недостаткам можно отнести: наличие механической связи между станком-качалкой и насосом в виде длинной колонны штанг, которая, не обладая достаточной прочностью и ограничивая передаваемую насосу мощность, снижает надежность и межремонтный срок работы установки. Под действием знакопеременных нагрузок, возрастающих с увеличением глубины подвески насоса и отбора жидкости, часто происходят аварии в результате обрыва и отвинчивания (отворота) штанг. Также, существуют недостатки: ограниченная производительность, большая металлоемкость, наличие вращающихся и движущихся частей на поверхности, неполная герметизация устья скважин. Значительно усложняются условия механизированной добычи нефти в связи с ростом обводненности пластов и форсированными отборами жидкости.

Из приведенных выше описаний следует, что скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки ЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий,

может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод попутного газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управлением электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

РАЗДЕЛ 5. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ПРОИЗВОДСТВА**5.1. Краткое описание проектируемых работ**

Настоящий проектный документ: «Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)» разработан в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодексом Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Едиными правилами по комплексному и рациональному использованию недр», «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

В работе приведены краткие сведения о геологической характеристике и количестве утвержденных ГКЗ Республики Казахстан в оперативном порядке запасов нефти и газа месторождения Бестобе. Приведен анализ результатов опробования, гидродинамических и геофизических исследований скважин в колонне и пластов.

На основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется продолжить существующими и проектными опережающими скважинами, как и было запроектировано в действующем дополнении к проектному документу (15). В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу дополнительно предусматривается выделение в качестве возвратного – горизонт М-0-4, для эксплуатации которого рекомендуется ввести две существующие скважины: одну в качестве добывающей и другую – нагнетательной. Вместе с тем, в дополнении к проекту эксплуатации (15) был рекомендован ввод в пробную эксплуатацию трех проектных опережающих добывающих и двух оценочных скважин, а в рамках настоящего дополнения № 2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки.

Для доразведки месторождения и перевода запасов нефти и газа категории С₂ в более высокие рекомендуется провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах перед вводом в пробную эксплуатацию, согласно представленному графику. Итак, на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

В работе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, утилизации сырого газа, рассмотрены вопросы требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, охрана недр и окружающей среды.

Составлена программа исследования пластов и скважин на период пробной эксплуатации.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 1 000 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Рекомендуемая конструкция проектных скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	393,7	323,9	50	Д	0,0
Кондуктор	295,3	244,5	450	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1 000	Д	0,0

При бурении проектных скважин рекомендуется оборудовать устье противовыбросовым оборудованием: для направления ОП-2-350х35 – спаренный плащечный превентор; для кондуктора – Chinese 2FZ 35-35 или Chinese FH 35-35; для эксплуатационной колонны – ОКК2-35-168х245 или ЗПК 150х35.

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

В настоящее время на месторождении Бестобе отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа.

Таблица 6.4.1. Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации

Наименование показателей	Единица измерения	Годы		
		2021 г. (сентябрь)	2022 г.	2023 г. (октябрь)
Количество отработанного скважинами времени в году:	сут	493	3527	3177
на скважине КМ-4	""	58	347	289
на скважине Б-9	""	116	347	289
на скважине Б-3	""	58	347	289
на скважине Б-4	""	0	291	289
на скважине Б-7	""	87	347	289
на скважине Б-2	""	0	347	289
на скважине Б-6	""	0	116	289
на скважине Б-5	""	58	347	289
на скважине Б-8	""	0	347	289
на скважине Б-1	""	58	347	289
на скважине КМ-4_1	""	58	347	289

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации, представлен баланс сырого газа месторождения Бестобе, на период с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг., и представлен в таблице 6.4.2. Расчетный объем сжигаемого

сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV} = V_1 - V^1_1, \text{ где:}$$

V_{IV} – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн.м³;

V_1 – объем добытого сырого газа, млн.м³;

V^1_1 – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

Все скважины в период пробной эксплуатации будут работать по индивидуальной схеме сбора нефти и газа. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем марки «УН-0,2», тестовым 3-х фазным сепаратором «Арго» для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии «РГС», с встроенной дежурной факельной горелкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости «РГС».

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу подается на устьевой нагреватель «УН-0,2». После подогрева нефтегазовый поток поступает в тестовый 3-х фазный сепаратор «Арго», где происходит основной процесс отделения газа от нефти. Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажный емкость.

Процесс замера нефти и воды в тестовом 3-х фазном сепараторе «Арго» следующий: узел замера нефти состоит из расходомера жидкости Kimray ВК-2800, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень нефти достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода нефти и воды. Уровень нефти опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ нефти. После прекращения подачи нефти расходомер автоматический отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти.

Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость «РГС», откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, пройдя через трубный газовый расширитель сжигается на дежурной факельной горелке.

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа Barton модели 202E, байпасной задвижкой клинного типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в 3-х фазном сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнёт поступать на дежурную факельную горелку.

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым

осуществляет замер газа. В случае заполнения 3-х фазного сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавков закрывает доступ жидкости газовой линии до тех пор, пока не увеличится объем газа в 3-х фазном сепараторе и не опустится уровень жидкости.

После понижения уровня жидкости, поплавков опускается, открывается доступ газа к дежурной факельной горелке. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия обслуживающего персонала.

Таким образом, 3-х фазный сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме.

Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной гусак и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; 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 работы скважины и контроля за разработкой.

На рисунке 5.6. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации месторождения.

Система сбора продукции скважины включает основные компоненты, такие как:

1. 3-х фазный сепаратор «Арго», V–1,6 м³. Производительность по газу – 220000 м³/сутки; P_{раб} = 4,964 МПа; Допустимая температура жидкости 70⁰С;
2. Узел учета нефти Kimray ВК-2800. Производительность расходомера по нефти, в диапазоне от 0-5 м³/час. P-0,5 МПа; T-18⁰С;
3. Узел учета пластовой воды Kimray ВК-2800. Производительность расходомера по воде, в диапазоне от 0-5 м³/час. P-0,5 МПа; T-18⁰С;
4. Узел учета газа Barton модели 202E. Диапазон измерений по газу от 0 до 300 м³/час;
5. Накопительная емкость «РГС». V-50м³; D-2300мм; L-7500мм; M-1450 кг; Dвх-110мм.
6. Дренажная емкость V-15м³. ЕП-15-2200-1-1. ТУ 3615-145-00217298-2001. LXD = 6800x2200.
7. Автоналивная система налива «Гусак» АСН -100А. P_{раб}. не более 1,0 МПа. Пропускная способность не более 150м³/час.
8. Трубный газовый расширитель ТУ3683-007-56562997-2003. Ду 159 мм, L=3м.
9. Дежурная факельная горелка. Пропускная способность до 15 тыс. м³/сут. Диаметр ствола 150 мм. Условный диаметр оголовка 100 мм. Высота ствола 13м.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Технические параметры Трубного газового расширителя (ТГР)

Диаметр корпуса расширителя, Дв	400мм.
Диаметр входного / выходного патрубка	150мм.
Длина расширителя, L	3000мм.
Расчётное давление	0,6МПа

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутрипромыслового сбора продукции на промышленную эксплуатацию будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 05.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и газа «газовой шапки» по категориям C_1+C_2 составляют 11756 тыс.т /4989 тыс.т; 144,3 млн.м³/ 60,9 млн.м³; 14 млн.м³, соответственно. При этом соотношение запасов нефти по категориям C_1 и C_2 составляет 35%/65%.

Запасы нефти, оцененные по категории C_2 , приходятся на все продуктивные горизонты. Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добычных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Все эти задачи могут быть решены в ходе эксплуатационного разбуривания, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керна и проб флюидов, о чем было отмечено в постановляющей части Протокола рассмотрения ГКЗ РК «Отчёта по оперативному подсчёту запасов ...», (Протокол № 2535-21-П от 22.06.2021 г, пункт 3.3), в частности там было сказано:

Недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- продолжить работы по уточнению структурно-тектонической модели, в частности границ выхода фундамента и уточнение тектонических нарушений;
- предусмотреть бурение оценочных скважин с отбором керна и провести комплекс специальных и стандартных исследований;
- продолжить отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов (нефть, вода) для уточнения физико-химических свойств;
- доразведать залежи, оцененные по категории C_2 с целью перевода их в категорию C_1 .

Учитывая объем выявленных на месторождении Бестобе запасов нефти необходимо не только продолжить на месторождении разведочные работы, но приступить к подготовительным работам по пробной эксплуатации отдельных залежей.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В связи с этим в рамках по доразведки месторождения Бестобе планируется проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 55 кв. км.

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

Бурение трех опережающих добывающих скважины (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8).

В оценочных и опережающих добывающих скважинах предлагается провести ряд исследований:

1. Испытание продуктивных горизонтов;
2. Отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов;
3. Отбор и анализ kernового материала;
4. Проведение гидродинамических исследований.

Более подробно об исследованиях, планируемых в скважинах описано в разделе 5.1 и 5.2.

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

В проектных опережающих добывающих скважинах Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8 перед проведением пробной эксплуатации по положительным результатам ГИС необходимо провести опробование и испытание продуктивных горизонтов, запасы которых в районе данных скважин оценены по категории С₂ или находятся на границе категории С₁ и С₂.

На проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8 предусмотреть всю программу исследовательских работ, как на разведочные скважины.

В проектных опережающих добывающих скважинах Б-6 и Б-8 рекомендуется произвести отбор и анализ керна, отбор глубинных и поверхностных проб флюидов и другие исследования.

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью продолжения детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород–коллекторов.

Технология отбора керна должна обеспечить высокий вынос слабосцементированных песчанников, песков, для чего потребуется ограничение и кратковременное прекращение промывки скважины в процессе отбора и подъема керна, уменьшение интервалов отбора, применение разъемных колонковых труб и др.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров,

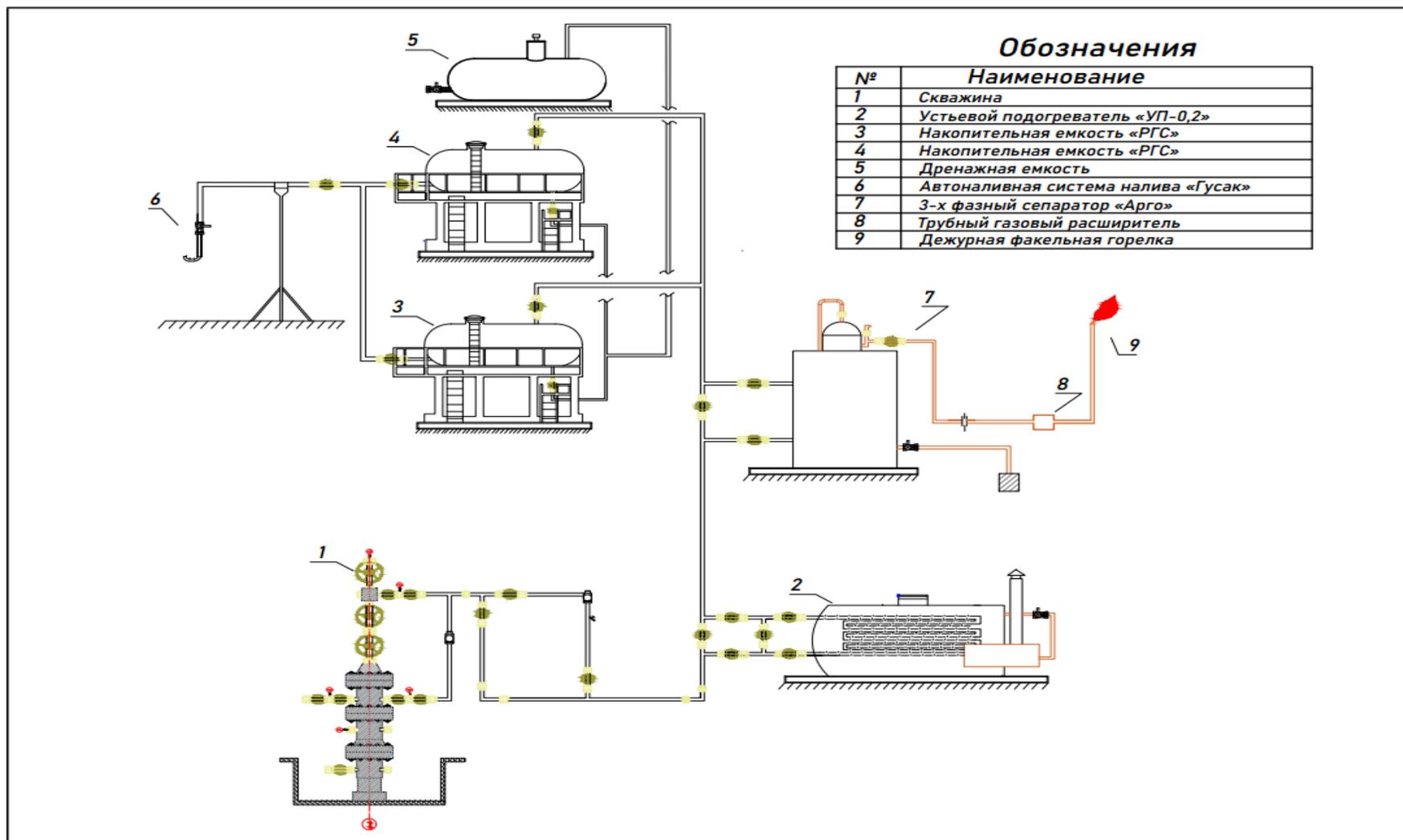
физико-химических свойств нефтей, добычных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 5 проектных опережающих добывающих (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8). В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добычных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного Подсчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период 2021-2023 гг. будет частично использоваться на собственные нужды и частично направляться на факельную установку, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии.

Согласно Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании», статья 146 «Сжигание сырого газа», а именно объемы при сжигании при испытании, более подробнее приводится в главе № 8.

Рисунок 5.6. Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе



ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Согласно настоящему «Дополнению №2 к Проекту...» предусматривается бурение 5-и опережающих добывающих скважин.

Все работы, связанные с ликвидацией последствий деятельности недропользования, включают работы по ликвидации оценочных и опережающих добывающих скважин, предусмотренных настоящим проектом.

11.1 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины АО «Кристалл Менеджмент», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операции, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводиться 144 часа. Итого по 5-ти скважинам составят 720 часов.

11.2 Затраты на ликвидацию скважин

11.2.1 Затраты на ликвидационные работы

Таблица 11.2.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№	Наименование работ и материалов	Ед. Изм.	Стоимость единицы, тг	Кол-во	Общая Сумма, тг
Сервисные услуги					
1	Мобилизация буровой установки	Опер.	900 000	1	900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	Сутки	300 000	6	1 800 000
3	Демобилизация буровой установки	Опер.	300 000	1	300 000
	Итого сервисные услуги				3 000 000
Материалы					
1	Цемент класса "G"	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	Литр	100	6000	600 000
3	KCL	тн.	20 000	5	100 000
	Итого материалы				800 000
1	Рекультивация территории		1 200 000	1	1 200 000
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				5 000 000

Также в эту группу затрат входит – укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец.техники:

Таблица 11.2.2. Используемые расходные материалы

Материал	Количество, баллон
Кислород	50
Пропан	16

Таблица 11.2.3. Вспомогательная техника

Наименование техники	Кол-во
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1
Цементосмесительная машина, СМН	1
Автокран	1
Автомашина "Камаз"	4
Автобус	1
Трактор	1

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5 млн. тенге на 1 скважину, соответственно на 5 скважин приходится 25 млн. тенге.

В соответствии с требованиями Контракта АО «Кристалл Менеджмент» ежегодно с 2014 года отчисляет средства в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования.

11.2.2 Рекультивация территории

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину (180 часа на 5 скважин).

Работы по **технической рекультивации** земель необходимо проводить в следующей последовательности:

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

Таблица 11.2.5. Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

№ пп	Наименование и характеристика	Ед. Изм.	Объем работ на 1 скважину	Объем работ на 5 скважин
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	0,7	3,5
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	Т	2,5	12,5
4	Планировка площадки	Га	2,0	10,0
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	Т	0,5	2,5
6	Установка бетонной тумбы на устье скважины с надписью	шт	1	5

5.2. Характеристика производства как источника загрязнения атмосферы

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.

В ОВОС определены ожидаемые качественные и количественные параметры выбросов, сбросов и отходов, которые являются ориентировочными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

При проведении расчетов учитывалась специфика производства, возможные источники загрязнения атмосферы, а также используемые материалы.

В данном случае расчеты выполнены для оценки воздействия на окружающую среду согласно «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации» утвержденной приказом Министра Охраны Окружающей Среды Республики Казахстан №204-п от 28.06.2007 года.

ЭТАП СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Работы по строительству скважин будут неизбежно сопровождаться поступлением в атмосферу загрязняющих веществ, что требует оценки возможного воздействия на качество атмосферного воздуха. Выполнение планируемых работ будет сопровождаться выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ от временных стационарных (организованных и неорганизованных) и передвижных источников.

Возможными основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин являются:

- стационарные организованные источники: выхлопные трубы дизельных двигателей БУ, ДЭС, факел, дыхательные патрубки резервуаров хранения ГСМ, емкости для сбора нефти и т.д.;
- стационарные неорганизованные источники: открытые участки сварочных постов, планировка площадки буровой установки, блок приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового шлама и т.д.

Строительство скважин предполагается вести поэтапно. На первом этапе строительства отсыпается площадка скважин, на втором этапе работ производится бурение скважины с последующим испытанием скважины - третий этап.

Предполагаемый перечень ЗВ в атмосферу при строительстве одной скважины представлен ниже:

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при бурении (от 1 ед. скважины)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средняя, суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
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	0.01485	0.00267	0	0.06675
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.001278	0.00023	0	0.23
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	2.98032922221	6.9347216	814.0663	173.36804
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.48431111113	1.12689851	18.7816	18.7816418
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		2	0.000008	0.0000022	0	0.000022
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.15331553887	0.3185250066	6.3705	6.37050013
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	1.04557222221	2.73902	54.7804	54.7804
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.000745914	0.015678427	2.3981	1.95980338
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	3.00124222223	7.236245	2.2088	2.41208167
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.001042	0.0001875	0	0.0375
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0.00458	0.000825	0	0.0275
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.000572	0.01431375	0	0.00057255
0410	Метан (727*)			50		0.00305	0.0763864	0	0.00152773
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.000825	0.0206542	0	0.00137695

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.0733	1.168868	0	0.02337736
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.02206	0.3055	0	0.01018333
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.000288	0.00399	0	0.0399
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.0000905	0.001254	0	0.00627
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.000181	0.00251	0	0.00418333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00000360108	0.000010755	56.7202	10.755
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.03607688056	0.0780288772	14.4521	7.80288772
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0001	0.0000406	0	0.000812
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.92033672221	2.2355511294	2.0627	2.23555113
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	0.026984	0.007444	0	0.07444
В С Е Г О:						8.7711419345	22.289554955	971.8	278.990299

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м		
		Наименование	Коли чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м ³ /с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го кон /длина, ш площадн источни
												X1	Y1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Дизельный двигатель " CAT3412"	1	732	Дизельный двигатель " CAT3412"	0001	1	0.08	310. 12	1.5588368	127	100	100	
002		Дизельный двигатель " CAT3406"	1	732	Дизельный двигатель " CAT3406"	0002	1	0.08	244. 84	1.2306926	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

-	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
							г/с	мг/м3	т/год	
на лин.о ирина . ого ка ----- Y2										
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.41386666667	389.007	0.393216	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06725333333	63.214	0.0638976	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01924641667	18.090	0.0175543296	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.16166666667	151.956	0.1536	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.41763888889	392.552	0.39936	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000046075	0.0004	0.0000006144	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.004619625	4.342	0.0043886592	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11162679167	104.922	0.1053256704	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.39253333333	467.331	0.36864	2022
					0304	Азот (II) оксид (0.06378666667	75.941	0.059904	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Дизельный двигатель " CAT3406"	1	732	Дизельный двигатель " CAT3406"	0003	1	0.08	244.84	1.2306926	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0328	Азота оксид (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01825433333	21.733	0.016457184	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15333333333	182.551	0.144	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.39611111111	471.590	0.3744	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000437	0.0005	0.000000576	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0043815	5.216	0.004114368	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.10587283333	126.047	0.098742816	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.39253333333	467.331	0.36864	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06378666667	75.941	0.059904	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01825433333	21.733	0.016457184	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15333333333	182.551	0.144	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.39611111111	471.590	0.3744	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000437	0.0005	0.000000576	2023
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0043815	5.216	0.004114368	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Дизельный двигатель "CAT3406DITA"	1	732	Дизельный двигатель "CAT3406DITA"	0004	1	0.08	228.52	1.148671	127	100	100	
002		Дизельный генератор	1	732	Дизельный генератор	0005	1	0.08	97.94	0.4922876	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					2754	Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.10587283333	126.047	0.098742816	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.34133333333	435.392	0.344064	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.05546666667	70.751	0.0559104	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01587333333	20.247	0.0153600384	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.13333333333	170.075	0.1344	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.34444444444	439.360	0.34944	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000038	0.0005	0.0000005376	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00381	4.860	0.0038400768	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.09206333333	117.433	0.0921599616	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13653333333	406.366	0.04608	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02218666667	66.034	0.007488	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00634933333	18.898	0.002057148	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Цементировочный агрегат "ЦА-320М"	1	732	Цементировочный агрегат "ЦА-320М"	0006	1	0.08	124.05	0.623538	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0330	Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05333333333	158.737	0.018	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.13777777778	410.070	0.0468	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000152	0.0005	7.2e-8	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001524	4.536	0.000514296	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.03682533333	109.604	0.012342852	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.15018666667	352.911	0.1216	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02440533333	57.348	0.01976	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00698426667	16.412	0.005428585	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05866666667	137.856	0.0475	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.15155555556	356.128	0.1235	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000001672	0.0004	0.00000019	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0016764	3.939	0.00135717	2022
					2754	Алканы C12-19 /в	0.04050786667	95.186	0.032571415	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Передвижная паровая установка	1	732	Передвижная паровая установка	0007	1	0.08	65.27	0.3280719	127	100	100	
002		Сварочный агрегат	1	732	Сварочный агрегат	0008	0.1	0.08	0.35	0.001774	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14421333333	644.071	0.03072	2022
					0304	Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	0.02343466667	104.662	0.004992	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00670648333	29.952	0.001371432	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05633333333	251.590	0.012	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.14552777778	649.941	0.0312	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000016055	0.0007	4.8e-8	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001609725	7.189	0.000342864	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.03889675833	173.717	0.008228568	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00091555556	756.186	0.0132096	2022
					0304	Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	0.00014877778	122.880	0.00214656	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00005555556	45.885	0.0008228544	2022
					0330	Сера диоксид (0.00030555556	252.368	0.00432	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Бойлер	1	732	Бойлер	0009	1	0.08	65.29	0.3281917	127	100	100	
003		Дизельный двигатель при освещении	1	720	Дизельный двигатель при освещении	0010	13.5	1.295	0.25	0.3281917	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0337	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.001	825.931	0.0144	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1.0305556e-9	0.0009	1.92e-8	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00001190556	9.833	0.0001645728	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00028571389	235.980	0.0041142816	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.041	183.043	0.0855	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00667	29.778	0.0139	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.003	13.393	0.00625	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0706	315.191	0.147	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1668	744.673	0.3475	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.08533333333	380.968	1.65888	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01386666667	61.907	0.269568	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00396833333	17.716	0.074057328	2022
					0330	Сера диоксид (0.03333333333	148.816	0.648	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
003		Дизельный двигатель ЯМЗ-238	1	720	Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0011	10	0.5	3.18	0.624393	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0337	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.08611111111	384.440	1.6848	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	9.5e-8	0.0004	0.000002592	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	4.252	0.018514656	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.02301583333	102.753	0.444342672	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14421333333	338.411	3.151872	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02343466667	54.992	0.5121792	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00670648333	15.737	0.1407089232	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05633333333	132.192	1.2312	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.14552777778	341.496	3.20112	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000016055	0.0004	0.0000049248	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001609725	3.777	0.0351778464	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	0.03889675833	91.275	0.8442510768	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
005		Буровая установка УПА-60/80	1	48	Буровая установка УПА-60/80	0013	2	0.1	4.74	0.037238	177	100	100	
005		Емкость с соляной кислотой	1	48	Емкость с соляной кислотой	0014	2	0.1	2.71	0.0212843	177	100	100	
005		Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	48	Цементировочный агрегат ЦА-320М	0015	3.5	0.1	2.18	0.0170998	177	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.37546666667	16620.149	0.032	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06101333333	2700.774	0.0052	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02444444444	1082.041	0.002	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05866666667	2596.898	0.005	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.30311111111	13417.308	0.026	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000058667	0.026	5.5e-8	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00586666667	259.690	0.0005	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.14177777778	6275.837	0.012	2022
					0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.000008	0.620	0.0000022	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.36053333333	34753.957	0.32	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.05858666667	5647.518	0.052	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02347222222	2262.627	0.02	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
001		обустройство подъездной автодороги	1	56	обустройство подъездной автодороги	6001						100	100	3
001		Участок сварки	1	56	Участок сварки	6002						100	100	2

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05633333333	5430.306	0.05	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.29105555556	28056.580	0.26	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000056333	0.054	0.00000055	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00563333333	543.031	0.005	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.13613888889	13123.239	0.12	2022
3					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)	0.01864		0.0035	2022
3					0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01485		0.00267	2022
					0143	Марганец и его соединения /в	0.001278		0.00023	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)				
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001667		0.0003	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000271		0.00004875	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01847		0.003325	2022
					0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.001042		0.0001875	2022
					0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00458		0.000825	2022
					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	0.001944		0.00035	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Емкость для хранения дизельного топлива	1	732	Емкость для хранения дизельного топлива	6003						100	100	2
002		Насос для перекачки дизельного топлива	1	732	Насос для перекачки дизельного топлива	6004						100	100	3
002		Емкость для хранения масла	1	732	Емкость для хранения масла	6005						100	100	2
002		Блок приготовления бурового раствора	1	732	Блок приготовления бурового раствора	6006						100	100	3
003		Площадка налива нефти	1	720	Площадка налива нефти	6007						100	100	3

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
2					0333	месторождений) (494) Сероводород (0.000000457		0.000002313	2022
					2754	Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в	0.000163		0.000824	2022
						пересчете на C/ (
						Углеводороды				
						предельные C12-C19 (в				
						пересчете на C);				
						Растворитель РПК-				
						265П) (10)				
3					0333	Сероводород (0.0000311		0.000043	2022
					2754	Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в	0.01108		0.01532	2022
						пересчете на C/ (
						Углеводороды				
						предельные C12-C19 (в				
						пересчете на C);				
						Растворитель РПК-				
						265П) (10)				
3					2735	Масло минеральное	0.0001		0.0000406	2022
						нефтяное (веретенное,				
						машинное, цилиндрическое				
						и др.) (716*)				
2					2754	Алканы C12-19 /в	0.00667		0.1814	2022
						пересчете на C/ (
						Углеводороды				
						предельные C12-C19 (в				
						пересчете на C);				
						Растворитель РПК-				
						265П) (10)				
3					0333	Сероводород (0.0000494		0.000684	2022
					0415	Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов	0.0596		0.826	2022
						предельных C1-C5 (
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов	0.02206		0.3055	2022
						предельных C6-C10 (

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
003		Устье скважины	1	720	Устье скважины	6008						100	100	3
003		Емкость для хранения диз. топлива	1	720	Емкость для хранения диз. топлива	6009						100	100	2
003		Насос для перекачки диз. топлива	1	720	Насос для перекачки диз. топлива	6010						100	100	3
004		Срезка насыпи с площадки	1	12	Срезка насыпи с площадки	6011						100	100	3

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						1503*)				
					0602	Бензол (64)	0.000288		0.00399	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905		0.001254	2022
3					0621	Метилбензол (349)	0.000181		0.00251	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000579		0.01448503	2022
					0405	Пентан (450)	0.000572		0.01431375	2022
					0410	Метан (727*)	0.00305		0.0763864	2022
					0412	Изобутан (2- Метилпропан) (279)	0.000825		0.0206542	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0137		0.342868	2022
2					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457		0.000002484	2022
					2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163		0.000885	2022
3					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311		0.0000806	2022
					2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108		0.0287	2022
3					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль	0.0032		0.002995	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
004		Срезка насыпи со склада ГСМ	1	12	Срезка насыпи со склада ГСМ	6012						100	100	2
005		Насосная установка	1	48	Насосная установка	6013						100	100	3

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
2					2908	цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) 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)	0.0032		0.000599	2022
3					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544		0.000381	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0194		0.1356	2022

При проведении расчетов учитывалась специфика производства, возможные источники загрязнения атмосферы, а также используемые материалы.

При испытании скважины газ планируется сжигать на факеле. Согласно Кодекса о недрах и недропользовании, сжигание газа при испытании объектов скважины допускается в соответствии с утвержденным проектом на срок, не превышающий три месяца для каждого объекта скважины.

Объективно об источниках выбросов можно будет судить на стадии проекта, проанализировав все проектные решения.

Перечень ЗВ в атмосферу при испытании скважин представлен ниже:

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" при испытании скв м/р Бестобе

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.0213906	0.166333307	6.3767	4.15833267
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.0142604	0.110888869	2.2178	2.21777738
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.001385	0.0003927	0	0.0490875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.142604	1.108888704	0	0.36962957
0410	Метан (727*)			50		0.0035651	0.027722219	0	0.00055444
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		1.675	0.4742	0	0.009484
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30		0.619	0.1754	0	0.00584667
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.008085	0.0022911	0	0.022911
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.00254	0.00072	0	0.0036
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.00508	0.0014398	0	0.00239967
	В С Е Г О:					2.4929101	2.068276699	8.6	6.8396229

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" при испытании скв м/р Бестобе

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м		
		Наименование	Коли чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м ³ /с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го кон /длина, ш площадн источни
												X1	Y1	X2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
001		Факел скв Б-2	1	2160	Факел Б-2	0016	15.3	0.389	1.54	0.1827004	1680	0	0	
001		Накопительная емкость V-50м ³	1	2160	Накопительная емкость V-50м ³	0017	3	0.1	1.05	0.008235	27	0	0	
002		Факел скв Б-3	1	2160	Факел скв Б-3	0018	15.3	0.389	1.54	0.1827004	1680	0	0	

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

на линия ирина ого ка ----- У2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
							г/с	мг/м3	т/год	
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0301	Азота (IV) диоксид (0.0030558	119.653	0.023761901	2022
						Азота диоксид) (4)				
					0328	Углерод (Сажа,	0.0020372	79.769	0.015841267	2022
						Углерод черный) (583)				
					0337	Углерод оксид (Окись	0.020372	797.689	0.158412672	2022
						углерода, Угарный				
					0410	Метан (727*)	0.0005093	19.942	0.003960317	2022
					0333	Сероводород (0.000277	36.964	0.00018	2022
						Дигидросульфид) (518)				
					0415	Смесь углеводородов	0.335	44703.323	0.2174	2022
						предельных C1-C5 (
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов	0.1238	16520.213	0.0804	2022
						предельных C6-C10 (
						1503*)				
					0602	Бензол (64)	0.001617	215.777	0.00105	2022
					0616	Диметилбензол (смесь	0.000508	67.789	0.00033	2022
						о-, м-, п- изомеров)				
						(203)				
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	135.578	0.00066	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (0.0030558	119.653	0.023761901	2022
						Азота диоксид) (4)				
					0328	Углерод (Сажа,	0.0020372	79.769	0.015841267	2022
						Углерод черный) (583)				
					0337	Углерод оксид (Окись	0.020372	797.689	0.158412672	2022
						углерода, Угарный				

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" при испытании скв м/р Бестобе

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Накопительная емкость V-50м3	1	2160	Накопительная емкость V-50м3	0019	3	0.1	1.05	0.008235	27	0	0	
003		Факел скв Б-4	1	2160	Факел скв Б-4	0020	15.3	0.389	1.54	0.1827004	1680	0	0	
003		Накопительная емкость V-50м3	1	2160	Накопительная емкость V-50м3	0021	3	0.1	1.05	0.008235	27	0	0	
004		Факел скв Б-6	1	2160	Факел скв Б-6	0022	15.3	0.389	3.07	0.3654008	3303.2	0	0	

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						газ) (584)				
					0410	Метан (727*)	0.0005093	19.942	0.003960317	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	36.964	0.0000498	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	44703.323	0.0601	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	16520.213	0.02224	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	215.777	0.0002905	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	67.789	0.0000913	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	135.578	0.0001826	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0030558	119.653	0.023761901	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0020372	79.769	0.015841267	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.020372	797.689	0.158412672	2022
					0410	Метан (727*)	0.0005093	19.942	0.003960317	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	36.964	0.0000418	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	44703.323	0.0504	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	16520.213	0.01865	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	215.777	0.0002436	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	67.789	0.0000766	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	135.578	0.000153	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (0.0061116	219.101	0.047523802	2022

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" при испытании скв м/р Бестобе

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
004		Накопительная емкость V-50м3	1	2160	Накопительная емкость V-50м3	0023	3	0.1	1.05	0.008235	27	0	0	
005		Факел скв Б-8	1	2160	Факел скв Б-8	0024	15.3	0.389	3.07	0.3654008	3303.2	0	0	
005		Накопительная емкость V-50м3	1	2160	Накопительная емкость V-50м3	0025	3	0.1	1.05	0.008235	27	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0328	Азота диоксид (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0040744	146.067	0.031682534	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.040744	1460.674	0.316825344	2022
					0410	Метан (727*)	0.0010186	36.517	0.007920634	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	36.964	0.0000596	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	44703.323	0.072	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	16520.213	0.02664	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	215.777	0.000348	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	67.789	0.0001093	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	135.578	0.0002187	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0061116	219.101	0.047523802	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0040744	146.067	0.031682534	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.040744	1460.674	0.316825344	2022
					0410	Метан (727*)	0.0010186	36.517	0.007920634	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	36.964	0.0000615	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	44703.323	0.0743	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	16520.213	0.02747	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	215.777	0.000359	2022

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" при испытании скв м/р Бестобе

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	67.789	0.0001128	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	135.578	0.0002255	2022

Данный перечень выполняемых работ может быть неполным, в дальнейшем при разработке технического проекта для данного производства, список работ и перечень загрязняющих веществ будет уточнен и дополнен.

Проект ОВОС выполнен на основании проектам аналогам.

ЭТАП ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ориентированный прогнозный расчет уровня воздействия в период эксплуатации технологических объектов на атмосферу произведен исходя из условия максимального воздействия в период реализации пробной эксплуатации на месторождении Бестобе.

К источникам загрязнения на период эксплуатации нефтепромыслового оборудования и иных объектов пробной эксплуатации относятся: узел учета нефти, узел учета газа; трехфазный сепаратор, накопительная емкость для нефти V-50м³, наливная эстакада, дренажная емкость V -15м³, факельные установки с встроенной дежурной горелкой и т.д.

Предполагаемый перечень выбрасываемых ЗВ в атмосферу при эксплуатации скважин показан ниже:

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.01925154	0.533778696	29.033	13.3444674
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.01283436	0.355852464	7.117	7.11704928
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.003047	0.0008565	0	0.1070625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.1283436	3.558524658	1.1661	1.18617489
0410	Метан (727*)			50		0.00320859	0.088963121	0	0.00177926
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		3.685	1.0343	0	0.020686
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30		1.3618	0.38254	0	0.01275133
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.017787	0.0049972	0	0.049972
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.005588	0.0015703	0	0.0078515
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.011176	0.0031405	0	0.00523417
	В С Е Г О:					5.24803609	5.964523439	37.3	21.8530283

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м		
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м ³ /с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го кон
												X1	Y1	X2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
001		Факел скв КМ-4	1	8328	Факел	0026	15.3	0.389	0.88	0.1045858	3303.2	0	0	
001		Накопительная емкость V = 50м ³	1	8328	Накопительная емкость V = 50м ³	0027	3	0.1	1.17	0.009215	27	0	0	
002		Факел скв Б-9	1	8328	Факел	0028	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

на линия ириона ого ка ----- У2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
							г/с	мг/м3	т/год	
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0301	Азота (IV) диоксид (0.00175014	219.209	0.052470597	2022
						Азота диоксид) (4)				
					0328	Углерод (Сажа,	0.00116676	146.140	0.034980398	2022
						Углерод черный) (583)				
					0337	Углерод оксид (Окись	0.0116676	1461.396	0.349803982	2022
						углерода, Угарный				
						газ) (584)				
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.535	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (0.000277	33.033	0.0000364	2022
						Дигидросульфид) (518)				
					0415	Смесь углеводородов	0.335	39949.199	0.044	2022
						предельных C1-C5 (
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов	0.1238	14763.316	0.01627	2022
						предельных C6-C10 (
						1503*)				
					0602	Бензол (64)	0.001617	192.829	0.0002125	2022
					0616	Диметилбензол (смесь	0.000508	60.580	0.0000668	2022
						о-, м-, п- изомеров)				
						(203)				
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	121.159	0.0001335	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (0.00175014	219.101	0.052470597	2022
						Азота диоксид) (4)				
					0328	Углерод (Сажа,	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
						Углерод черный) (583)				
					0337	Углерод оксид (Окись	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022
						углерода, Угарный				

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0029	3	0.1	1.12	0.0087985	27	0	0	
003		Факел скв Б-3	1	8328	Факел	0030	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	
003		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0031	3	0.1	1.13	0.008847	27	0	0	
004		Факел скв Б-4	1	6984	Факел	0032	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						газ) (584)				
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (0.000277	34.596	0.0000632	2022
						Дигидросульфид) (518)				
					0415	Смесь углеводородов	0.335	41840.299	0.0763	2022
						предельных С1-С5 (
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов	0.1238	15462.176	0.0282	2022
						предельных С6-С10 (
						1503*)				
					0602	Бензол (64)	0.001617	201.958	0.0003686	2022
					0616	Диметилбензол (смесь	0.000508	63.447	0.0001158	2022
						о-, м-, п- изомеров)				
						(203)				
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.895	0.0002317	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (0.00175014	219.101	0.052470597	2022
						Азота диоксид) (4)				
					0328	Углерод (Сажа,	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
						Углерод черный) (583)				
					0337	Углерод оксид (Окись	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022
						углерода, Угарный				
						газ) (584)				
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (0.000277	34.407	0.0000498	2022
						Дигидросульфид) (518)				
					0415	Смесь углеводородов	0.335	41610.927	0.0601	2022
						предельных С1-С5 (
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов	0.1238	15377.411	0.02224	2022
						предельных С6-С10 (
						1503*)				
					0602	Бензол (64)	0.001617	200.850	0.0002905	2022
					0616	Диметилбензол (смесь	0.000508	63.100	0.0000913	2022
						о-, м-, п- изомеров)				
						(203)				
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.199	0.0001826	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (0.00175014	219.101	0.04400272	2022

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
004		Накопительная емкость V = 50м3	1	6984	Накопительная емкость V = 50м3	0033	3	0.1	1.2	0.009413	27	0	0	
005		Факел скв Б-7	1	8328	Факел	0034	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	
005		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0035	3	0.1	1.1	0.0086394	27	0	0	

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0328	Азота диоксид (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.029335147	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.293351466	2022
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.007333787	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	32.338	0.0000418	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	39108.878	0.0504	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	14452.773	0.01865	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	188.773	0.0002436	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	59.305	0.0000766	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	118.611	0.000153	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00175014	219.101	0.052470597	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	35.233	0.00018	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	42610.814	0.2174	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	15746.922	0.0804	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	205.677	0.00105	2022

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
006		Факел скв Б-2	1	8328	Факел	0036	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	
006		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0037	3	0.1	1.14	0.008975	27	0	0	
007		Факел скв Б-6	1	2784	Факел	0038	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	
007		Накопительная емкость V = 50м3	1	2784	Накопительная емкость V = 50м3	0039	0.3	0.1	1.13	0.0088457	27	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	64.616	0.00033	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	129.232	0.00066	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00175014	219.101	0.052470597	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	33.916	0.00018	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	41017.478	0.2174	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	15158.101	0.0804	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	197.986	0.00105	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	62.200	0.00033	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	124.399	0.00066	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00175014	219.101	0.017540603	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.011693735	2022
					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.116937354	2022
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.002923434	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.412	0.0000596	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (0.335	41617.042	0.072	2022

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
008		Факел скв Б-5	1	8328	Факел	0040	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	
008		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0041	3	0.1	1.12	0.008795	27	0	0	
009		Факел скв Б-8	1	8328	Факел	0042	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15379.671	0.02664	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	200.880	0.000348	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.109	0.0001093	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.218	0.0002187	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00175014	219.101	0.052470597	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.610	0.0000615	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.335	41856.949	0.0743	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15468.329	0.02747	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	202.038	0.000359	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.473	0.0001128	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.945	0.0002255	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00175014	219.101	0.052470597	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
009		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0043	3	0.1	1.13	0.0088579	27	0	0	
010		Факел скв Б-1	1	8328	Факел	0044	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	
010		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0045	3	0.1	1.11	0.008687	27	0	0	
011		Факел скв КМ-4_1	1	8328	Факел	0046	15.3	0.389	0.88	0.1046375	3303.2	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.364	0.0000615	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	41559.723	0.0743	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	15358.489	0.02747	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	200.603	0.000359	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.022	0.0001128	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.044	0.0002255	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00175014	219.101	0.052470597	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	35.040	0.0000614	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	42377.330	0.0741	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	15660.637	0.0274	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	204.550	0.000358	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	64.262	0.0001125	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	128.523	0.000225	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00175014	219.101	0.052470597	2022

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
011		Накопительная емкость V = 50м3	1	8328	Накопительная емкость V = 50м3	0047	3	0.1	1.08	0.008487	27	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00116676	146.067	0.034980398	2022
					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0116676	1460.674	0.349803982	2022
					0410	Метан (727*)	0.00029169	36.517	0.0087451	2022
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	35.866	0.0000613	2022
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	43375.971	0.074	2022
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	16029.687	0.0274	2022
					0602	Бензол (64)	0.001617	209.370	0.000358	2022
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	65.776	0.0001124	2022
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	131.552	0.000225	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ на 2023 год

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.02047386	0.511224098	27.4484	12.7806024
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.01364924	0.340816058	6.8163	6.81632116
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.003047	0.0007857	0	0.0982125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.1364924	3.408160635	1.1217	1.13605355
0410	Метан (727*)			50		0.00341231	0.08520402	0	0.00170408
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		3.685	0.94837	0	0.0189674
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30		1.3618	0.35083	0	0.01169433
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.017787	0.0045812	0	0.045812
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.005588	0.0014403	0	0.0072015
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.011176	0.0028818	0	0.004803
	В С Е Г О:					5.25842581	5.654293811	35.4	20.9213719

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ

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

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м		
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м ³ /с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го кон
												X1	Y1	X2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
001		Факел скв КМ-4	1	6936	Факел	0026	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	
001		Накопительная емкость V = 50м ³	1	6936	Накопительная емкость V = 50м ³	0027	3	0.1	1.17	0.009215	27	0	0	
002		Факел скв Б-9	1	6936	Факел	0028	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	

у для расчета нормативов ПДВ на 2023 год

на линия ириона ого ка ----- У2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ
							г/с	мг/м3	т/год	
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0301	Азота (IV) диоксид (0.00186126	219.101	0.046474918	2023
						Азота диоксид) (4)				
					0328	Углерод (Сажа,	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
						Углерод черный) (583)				
					0337	Углерод оксид (Окись	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
						углерода, Угарный				
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (0.000277	33.033	0.0000119	2023
						Дигидросульфид) (518)				
					0415	Смесь углеводородов	0.335	39949.199	0.01437	2023
						предельных C1-C5 (
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов	0.1238	14763.316	0.00531	2023
						предельных C6-C10 (
						1503*)				
					0602	Бензол (64)	0.001617	192.829	0.0000694	2023
					0616	Диметилбензол (смесь	0.000508	60.580	0.0000218	2023
						о-, м-, п- изомеров)				
						(203)				
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	121.159	0.0000436	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (0.00186126	219.101	0.046474918	2023
						Азота диоксид) (4)				
					0328	Углерод (Сажа,	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
						Углерод черный) (583)				
					0337	Углерод оксид (Окись	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
						углерода, Угарный				

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0029	3	0.1	1.12	0.0087985	27	0	0	
003		Факел скв Б-3	1	6936	Факел	0030	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	
003		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0031	3	0.1	1.13	0.008847	27	0	0	
004		Факел скв Б-4	1	6936	Факел	0032	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2023 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						газ) (584)				
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.596	0.0000522	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.335	41840.299	0.063	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15462.176	0.0233	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	201.958	0.0003045	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.447	0.0000957	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.895	0.0001914	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.407	0.0000411	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.335	41610.927	0.0496	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15377.411	0.01836	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	200.850	0.0002398	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.100	0.0000754	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.199	0.0001507	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (0.00186126	219.101	0.046474918	2023

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
004		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0033	3	0.1	1.2	0.009413	27	0	0	
005		Факел скв Б-7	1	6936	Факел	0034	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	
005		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0035	3	0.1	1.1	0.0086394	27	0	0	

у для расчета нормативов ПДВ на 2023 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0328	Азота диоксид (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	32.338	0.0000411	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	39108.878	0.0496	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	14452.773	0.01836	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	188.773	0.0002398	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	59.305	0.0000754	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	118.611	0.0001507	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	35.233	0.0001458	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	42610.814	0.176	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	15746.922	0.0651	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	205.677	0.00085	2023

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
006		Факел скв Б-2	1	6936	Факел	0036	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	
006		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0037	3	0.1	1.14	0.008975	27	0	0	
007		Факел скв Б-6	1	6936	Факел	0038	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	
007		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0039	0.3	0.1	1.13	0.0088457	27	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2023 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	64.616	0.0002673	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	129.232	0.000535	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	33.916	0.0001458	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.335	41017.478	0.176	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1238	15158.101	0.0651	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	197.986	0.00085	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	62.200	0.0002673	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	124.399	0.000535	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.412	0.0001458	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (0.335	41617.042	0.176	2023

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
008		Факел скв Б-5	1	6936	Факел	0040	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	
008		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0041	3	0.1	1.12	0.008795	27	0	0	
009		Факел скв Б-8	1	6936	Факел	0042	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2023 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
						1502*)				
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15379.671	0.0651	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	200.880	0.00085	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.109	0.0002673	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.218	0.000535	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.610	0.0000506	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.335	41856.949	0.0611	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15468.329	0.0226	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	202.038	0.000295	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.473	0.0000927	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.945	0.0001855	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
009		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0043	3	0.1	1.13	0.0088579	27	0	0	
010		Факел скв Б-1	1	6936	Факел	0044	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	
010		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0045	3	0.1	1.11	0.008687	27	0	0	
011		Факел скв КМ-4_1	1	6936	Факел	0046	15.3	0.389	0.94	0.1112811	3303.2	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2023 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	34.364	0.0000506	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.335	41559.723	0.0611	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15358.489	0.0226	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	200.603	0.000295	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	63.022	0.0000927	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	126.044	0.0001855	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	35.040	0.0000505	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.335	42377.330	0.0609	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	15660.637	0.02254	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	204.550	0.0002944	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	64.262	0.0000925	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	128.523	0.000185	2023
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00186126	219.101	0.046474918	2023

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при ППЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
011		Накопительная емкость V = 50м3	1	6936	Накопительная емкость V = 50м3	0047	3	0.1	1.08	0.008487	27	0	0	

Таблица 3.3

у для расчета нормативов ПДВ на 2023 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00124084	146.067	0.030983278	2023
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0124084	1460.675	0.309832785	2023
					0410	Метан (727*)	0.00031021	36.517	0.00774582	2023
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000277	35.866	0.0000503	2023
					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.335	43375.971	0.0607	2023
					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.1238	16029.687	0.02246	2023
					0602	Бензол (64)	0.001617	209.370	0.0002933	2023
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000508	65.776	0.0000922	2023
					0621	Метилбензол (349)	0.001016	131.552	0.0001844	2023

Перечень выбрасываемых ЗВ в атмосферу при ликвидации скважин:

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.03473	0.001918
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.0014406	0.000095
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.94782	0.2807364
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	1.2193736	0.3643471
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.1562	0.0467
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.31237	0.0934
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.00000305	0.0000022
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.8085	0.235092
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.000969	0.0000698
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0.001042	0.000075
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		2	0.037477	0.011208
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.037477	0.011208
2701	Аммофос (Смесь моно- и диаммоний фосфата с примесью сульфата аммония) (39)	2	0.2		4	0.000544	0.0000097
2754	Алканы C12-19 /в пересчете	1			4	0.375856	0.112864

	на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)						
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.0036	0.007927
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	2.65664618	0.1110252
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.002	0.0044068
	В С Е Г О:					6.59604843	1.2810842

Данный перечень выполняемых работ может быть неполным, в дальнейшем при разработке технического проекта для данного производства, список работ и перечень загрязняющих веществ будет уточнен и дополнен.

Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала.

Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники: бульдозер, автоцистерна для воды, полноприводный легковой автомобиль, грузовые машины полуприцепы, самосвал, экскаватор и др. Объемы потребления топлива перечисленными транспортными средствами рассчитаны для суточного потребления. Суточное потребление топлива автотранспортом составляет: дизельное топливо – 0,75 т; бензин - 0,35 т.

Валовый выброс вредных веществ от автотранспорта рассчитанный по планируемому расходу бензина и дизельного топлива, которая составляет 10,859415 тонн/год. При строительстве объекта и при перевозке грузов используется существующие автодороги.

Строительно-монтажные, транспортные и строительно-дорожные машины, технические устройства, находящиеся в эксплуатации, должны быть исправны, оснащены сигнальными устройствами, тормозами, ограждениями доступных движущихся частей механизмов (муфт, передач, шкивов и т.п.) и рабочих площадок, противопожарными средствами, иметь освещение, комплект исправного инструмента, приспособлений, защитных средств от поражения электрическим током и необходимую контрольно - измерительную аппаратуру, а также исправно действующую защиту.

Электро-теплоснабжение.

Электроснабжение поселка буровиков – автономный дизель-генераторы ДЭС. Обогрев жилых вагонов в холодное время предусматривается за счет электрообогревателей, для производства горячей воды на хоз-бытовые нужды персонала –

электронагреватели. В качестве источника электроснабжения в период СМР на буровой площадке предусматривается установка дизельных электростанций с дизельными генераторами различной мощности.

Водоснабжение и водоотведение

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Строительство и бурение скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд.

Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Техническому проекту на строительство скважин».

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Источниками водоснабжения, для хозяйственных нужд и технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений. Их минерализация не превышает 1-1,2 г/л. Воды удовлетворяют ГОСТ 2874-82.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные воды альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м.

Для хранения воды на производственные нужды на буровой площадке предусматривается ёмкость запаса воды объёмом 50 м³. К ней же будет подключена система противопожарного водопровода с насосом и с 4-мя пожарными гидрантами.

Для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении используется привозная вода, доставляемая из г. Кызылорда, согласно договору. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды.

Вода, используемая на хозяйственно-бытовые нужды и приготовление пищи в столовой должна соответствовать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к хозяйственно-питьевому водоснабжению» приказ №209 от 16.03.2015 г. Министра здравоохранения РК. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд полевого лагеря.

5.3. Название использованной программы автоматизированного расчета загрязнения атмосферы

Расчеты уровня загрязнения атмосферы, создаваемые источниками вредных выбросов предприятия, выполнены программным комплексом ЭРА, версия 2.5 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск. ПК «ЭРА» разработана в соответствии с "Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий" утв. МООС, МОСИБР, МЭ РК и согласована в ГГО им. А.И. Воейкова. Данный программный комплекс рекомендован Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды для использования на территории Республики Казахстан.

ПК «ЭРА» позволяет производить расчеты разовых концентраций загрязняющих веществ, выбрасываемых точечными, линейными, плоскостными источниками, рассчитывает

приземные концентрации, как отдельных веществ, так и групп веществ, обладающих эффектом суммации вредного воздействия.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам организованных и неорганизованных выбросов с учетом всех выделяющихся загрязняющих веществ на примере одной скважины в период бурения и испытания скважины, также функционирования вахтового поселка.

Учитывая временный характер воздействия на атмосферный воздух в период строительно-подготовительных работ, можно сделать вывод, что существенное негативное влияние на здоровье людей и изменение экологической обстановки в районе проектируемых работ не предвидятся, в связи с чем проведение расчетов приземных концентраций нецелесообразно.

Расчеты рассеивания выполнены на 4 периода:

1. Бурение скважины с вахтовым поселком;
2. Испытание скважины;
3. Ликвидации скважин.
4. Пробная эксплуатация

Моделирование расчетов рассеивания произведено с учетом розы ветров. По результатам расчетов рассеивания загрязняющих веществ программа выдает карты рассеивания – изолинии.

Анализ расчета приземных концентраций показал, что на всех этапах проведения работ на границе СЗЗ превышение ПДК не наблюдается ни по одному ингредиенту.

5.4. Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух на уровне, соответствующем передовому мировому опыту

Используемые технологические оборудования при строительстве разведочно-эксплуатационных скважин зарубежного и российского производства 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.

5.5. Санитарно-защитная зона (СЗЗ)

Санитарно-защитные зоны устанавливаются для действующих предприятий и в местах проживания населения в целях охраны атмосферного воздуха, здоровья и безопасности населения.

Вахтовые жилые комплексы предназначены для отдыха персонала между рабочими сменами и являются местом временного размещения рабочего персонала и не рассматриваются как места постоянного проживания населения.

Согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237 для объектов, являющихся источниками неблагоприятного воздействия на среду обитания и здоровье человека, в составе проекта строительства обосновывается размер СЗЗ.

В соответствии с СанПиН, утвержденный приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 года №237, нормативный размер санитарно-защитной зоны (далее - СЗЗ) составляет 500 м, что относится ко II-ому классу опасности.

По результатам расчета приземных концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе можно заключить, что загрязнения воздушного бассейна происходят лишь на территории объекта и существенного вклада в экологическую обстановку данного района не оказывают. В данном случае земельный участок располагается вдалеке от селитебных зон, жилых застроек и вполне обеспечивает СЗЗ для данного производства.

5.6. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое атмосферы.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий (НМУ) способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета.

В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

На основании этого на период НМУ – при сильных ветрах и туманах предлагаются мероприятия по I и II режиму работы предприятия согласно «Методических указаний регулирования выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях, РД 52.04.52-85». При этом по первому режиму снижение выбросов составит 15-20%, по второму – 20-40%. Главное условие при выборе мероприятий в период НМУ – намечаемые мероприятия не должны приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Исходя из специфики геологоразведочных работ, предложен следующий план мероприятий:

- по I режиму работы со снижением выбросов порядка 15%:

- осуществление организационных мероприятий, связанных с:
- усилением контроля за работой измерительных приборов и оборудования, в первую очередь, на дизель-генераторах;
- усилением контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- запрещением работы оборудования в форсированном режиме;
- усилением контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- ограничением погрузочно-разгрузочных работ (в период СМР, цементаж, приготовления буровых растворов);
- интенсификацией увлажнения территории площадки проведения работ;
- ограничением ремонтных работ.

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по II режиму предусматриваются следующие мероприятия по кратковременному снижению выбросов:

- мероприятия, разработанные для I режима;
- для снижения выбросов рекомендуется снизить на 40% мощность дизельных генераторов буровой площадки, двигателей цементировочной техники, что обеспечит соответствующее снижение приземных концентраций по основным загрязняющим веществам. Для эффективного предотвращения превышений уровня загрязнения воздуха в периоды НМУ следует, в первую очередь, сократить выбросы по низким, рассредоточенным, холодным источникам (при перегрузке сыпучих материалов, реагентов и ГСМ). Все предложенные мероприятия позволят не допустить в периоды НМУ возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

РАЗДЕЛ 6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Атмосферный воздух является одним из главных и значительных компонентов окружающей среды, состояние которого влияет на глобальную и региональную климатическую систему. Воздействие намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым в Республике Казахстан к качеству атмосферного воздуха.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применяются значения предельно-допустимых концентраций (ПДК) веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и ориентировочно-безопасные уровни воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании действующих нормативных документов.

Возможными основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин являются двигатели строительной спецтехники, дизельные генераторы, земляные, автотранспортные, электрогазосварочные, покрасочные работы, резервуары для хранения дизельного топлива, тех. масла, бензина и др. Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух на данном этапе работ (при строительстве) являются: оксиды азота и углерода, углерод, диоксида азота и серы, углеводороды, формальдегид, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, керосин, железо оксиды, марганец и его соединения, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые.

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при испытании в эксплуатационной колонне является факельная установка для сжигания попутного газа, наливная эстакада, насосы для перекачки нефти, резервуары, запорно-регулирующая арматура и неплотностей фланцевых соединений. Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух на данном этапе работ (при испытании) являются: оксиды азота, сероводород, углерод оксид, метан.

Ожидаемые максимальные приземные концентрации ЗВ от источников выбросов при строительстве и испытании скважин на границе СЗЗ не превысит нормируемых критериев качества атмосферного воздуха.

В виду того, что операции при строительстве скважин будут вести последовательно с соблюдением всех норм и правил, требуемых законодательством РК негативное воздействие на атмосферный воздух значительно снижено, а при реализации плана природоохранных мероприятий, предложенных проектом воздействие на атмосферный воздух будет сведено к минимуму.

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Таблица 3.6

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию
Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" при испытании скв м/р Бестобе

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния ПДВ
		существующее положение		на 2022 год		П Д В		
Код и наименование загрязняющего вещества	выб- роса	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	ПДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
скв Б-2	0016	-	-	0.0030558	0.023761901	0.0030558	0.023761901	2022
скв Б-3	0018	-	-	0.0030558	0.023761901	0.0030558	0.023761901	2022
скв Б-4	0020	-	-	0.0030558	0.023761901	0.0030558	0.023761901	2022
скв Б-6	0022	-	-	0.0061116	0.047523802	0.0061116	0.047523802	2022
скв Б-8	0024	-	-	0.0061116	0.047523802	0.0061116	0.047523802	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
скв Б-2	0016	-	-	0.0020372	0.015841267	0.0020372	0.015841267	2022
скв Б-3	0018	-	-	0.0020372	0.015841267	0.0020372	0.015841267	2022
скв Б-4	0020	-	-	0.0020372	0.015841267	0.0020372	0.015841267	2022
скв Б-6	0022	-	-	0.0040744	0.031682534	0.0040744	0.031682534	2022
скв Б-8	0024	-	-	0.0040744	0.031682534	0.0040744	0.031682534	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
скв Б-2	0017	-	-	0.000277	0.000018	0.000277	0.000018	2022
скв Б-3	0019	-	-	0.000277	0.0000498	0.000277	0.0000498	2022
скв Б-4	0021	-	-	0.000277	0.0000418	0.000277	0.0000418	2022
скв Б-6	0023	-	-	0.000277	0.0000596	0.000277	0.0000596	2022
скв Б-8	0025	-	-	0.000277	0.0000615	0.000277	0.0000615	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
скв Б-2	0016	-	-	0.020372	0.158412672	0.020372	0.158412672	2022
скв Б-3	0018	-	-	0.020372	0.158412672	0.020372	0.158412672	2022
скв Б-4	0020	-	-	0.020372	0.158412672	0.020372	0.158412672	2022
скв Б-6	0022	-	-	0.040744	0.316825344	0.040744	0.316825344	2022
скв Б-8	0024	-	-	0.040744	0.316825344	0.040744	0.316825344	2022
(0410) Метан (727*)								

скв Б-2	0016	-	-	0.0005093	0.003960317	0.0005093	0.003960317	2022
скв Б-3	0018	-	-	0.0005093	0.003960317	0.0005093	0.003960317	2022
скв Б-4	0020	-	-	0.0005093	0.003960317	0.0005093	0.003960317	2022
скв Б-6	0022	-	-	0.0010186	0.007920634	0.0010186	0.007920634	2022
скв Б-8	0024	-	-	0.0010186	0.007920634	0.0010186	0.007920634	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
скв Б-2	0017	-	-	0.335	0.2174	0.335	0.2174	2022
скв Б-3	0019	-	-	0.335	0.0601	0.335	0.0601	2022
скв Б-4	0021	-	-	0.335	0.0504	0.335	0.0504	2022
скв Б-6	0023	-	-	0.335	0.072	0.335	0.072	2022
скв Б-8	0025	-	-	0.335	0.0743	0.335	0.0743	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
скв Б-2	0017	-	-	0.1238	0.0804	0.1238	0.0804	2022
скв Б-3	0019	-	-	0.1238	0.02224	0.1238	0.02224	2022
скв Б-4	0021	-	-	0.1238	0.01865	0.1238	0.01865	2022
скв Б-6	0023	-	-	0.1238	0.02664	0.1238	0.02664	2022
скв Б-8	0025	-	-	0.1238	0.02747	0.1238	0.02747	2022
(0602) Бензол (64)								
скв Б-2	0017	-	-	0.001617	0.00105	0.001617	0.00105	2022
скв Б-3	0019	-	-	0.001617	0.0002905	0.001617	0.0002905	2022
скв Б-4	0021	-	-	0.001617	0.0002436	0.001617	0.0002436	2022
скв Б-6	0023	-	-	0.001617	0.000348	0.001617	0.000348	2022
скв Б-8	0025	-	-	0.001617	0.000359	0.001617	0.000359	2022
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
скв Б-2	0017	-	-	0.000508	0.00033	0.000508	0.00033	2022
скв Б-3	0019	-	-	0.000508	0.0000913	0.000508	0.0000913	2022
скв Б-4	0021	-	-	0.000508	0.0000766	0.000508	0.0000766	2022
скв Б-6	0023	-	-	0.000508	0.0001093	0.000508	0.0001093	2022
скв Б-8	0025	-	-	0.000508	0.0001128	0.000508	0.0001128	2022
(0621) Метилбензол (349)								
скв Б-2	0017	-	-	0.001016	0.00066	0.001016	0.00066	2022
скв Б-3	0019	-	-	0.001016	0.0001826	0.001016	0.0001826	2022
скв Б-4	0021	-	-	0.001016	0.000153	0.001016	0.000153	2022
скв Б-6	0023	-	-	0.001016	0.0002187	0.001016	0.0002187	2022
скв Б-8	0025	-	-	0.001016	0.0002255	0.001016	0.0002255	2022
Итого по организованным источникам:		-	-	2.4929101	2.068276699	2.4929101	2.068276699	

Всего по предприятию:	-	-	2.4929101	2.068276699	2.4929101	2.068276699	
-----------------------	---	---	-----------	-------------	-----------	-------------	--

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Таблица 3.6

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе на 2022г

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния ПДВ
		существующее положение		на 2022 год		П Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества	выб- роса	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
скв КМ-4	0026	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв Б-9	0028	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв Б-3	0030	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв Б-4	0032	-	-	0.00175014	0.04400272	0.00175014	0.04400272	2022
скв Б-7	0034	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв Б-2	0036	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв Б-6	0038	-	-	0.00175014	0.017540603	0.00175014	0.017540603	2022
скв Б-5	0040	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв Б-8	0042	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв Б-1	0044	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
скв КМ-4_1	0046	-	-	0.00175014	0.052470597	0.00175014	0.052470597	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
скв КМ-4	0026	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
скв Б-9	0028	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
скв Б-3	0030	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
скв Б-4	0032	-	-	0.00116676	0.029335147	0.00116676	0.029335147	2022
скв Б-7	0034	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
скв Б-2	0036	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
скв Б-6	0038	-	-	0.00116676	0.011693735	0.00116676	0.011693735	2022
скв Б-5	0040	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
скв Б-8	0042	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022

СКВ Б-1	0044	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
СКВ КМ-4_1	0046	-	-	0.00116676	0.034980398	0.00116676	0.034980398	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
СКВ КМ-4	0027	-	-	0.000277	0.0000364	0.000277	0.0000364	2022
СКВ Б-9	0029	-	-	0.000277	0.0000632	0.000277	0.0000632	2022
СКВ Б-3	0031	-	-	0.000277	0.0000498	0.000277	0.0000498	2022
СКВ Б-4	0033	-	-	0.000277	0.0000418	0.000277	0.0000418	2022
СКВ Б-7	0035	-	-	0.000277	0.00018	0.000277	0.00018	2022
СКВ Б-2	0037	-	-	0.000277	0.00018	0.000277	0.00018	2022
СКВ Б-6	0039	-	-	0.000277	0.0000596	0.000277	0.0000596	2022
СКВ Б-5	0041	-	-	0.000277	0.0000615	0.000277	0.0000615	2022
СКВ Б-8	0043	-	-	0.000277	0.0000615	0.000277	0.0000615	2022
СКВ Б-1	0045	-	-	0.000277	0.0000614	0.000277	0.0000614	2022
СКВ КМ-4_1	0047	-	-	0.000277	0.0000613	0.000277	0.0000613	2022
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
СКВ КМ-4	0026	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ Б-9	0028	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ Б-3	0030	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ Б-4	0032	-	-	0.0116676	0.293351466	0.0116676	0.293351466	2022
СКВ Б-7	0034	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ Б-2	0036	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ Б-6	0038	-	-	0.0116676	0.116937354	0.0116676	0.116937354	2022
СКВ Б-5	0040	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ Б-8	0042	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ Б-1	0044	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
СКВ КМ-4_1	0046	-	-	0.0116676	0.349803982	0.0116676	0.349803982	2022
(0410) Метан (727*)								
СКВ КМ-4	0026	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
СКВ Б-9	0028	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
СКВ Б-3	0030	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
СКВ Б-4	0032	-	-	0.00029169	0.007333787	0.00029169	0.007333787	2022
СКВ Б-7	0034	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
СКВ Б-2	0036	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
СКВ Б-6	0038	-	-	0.00029169	0.002923434	0.00029169	0.002923434	2022
СКВ Б-5	0040	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
СКВ Б-8	0042	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
СКВ Б-1	0044	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022

СКВ КМ-4_1	0046	-	-	0.00029169	0.0087451	0.00029169	0.0087451	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
СКВ КМ-4	0027	-	-	0.335	0.044	0.335	0.044	2022
СКВ Б-9	0029	-	-	0.335	0.0763	0.335	0.0763	2022
СКВ Б-3	0031	-	-	0.335	0.0601	0.335	0.0601	2022
СКВ Б-4	0033	-	-	0.335	0.0504	0.335	0.0504	2022
СКВ Б-7	0035	-	-	0.335	0.2174	0.335	0.2174	2022
СКВ Б-2	0037	-	-	0.335	0.2174	0.335	0.2174	2022
СКВ Б-6	0039	-	-	0.335	0.072	0.335	0.072	2022
СКВ Б-5	0041	-	-	0.335	0.0743	0.335	0.0743	2022
СКВ Б-8	0043	-	-	0.335	0.0743	0.335	0.0743	2022
СКВ Б-1	0045	-	-	0.335	0.0741	0.335	0.0741	2022
СКВ КМ-4_1	0047	-	-	0.335	0.074	0.335	0.074	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
СКВ КМ-4	0027	-	-	0.1238	0.01627	0.1238	0.01627	2022
СКВ Б-9	0029	-	-	0.1238	0.0282	0.1238	0.0282	2022
СКВ Б-3	0031	-	-	0.1238	0.02224	0.1238	0.02224	2022
СКВ Б-4	0033	-	-	0.1238	0.01865	0.1238	0.01865	2022
СКВ Б-7	0035	-	-	0.1238	0.0804	0.1238	0.0804	2022
СКВ Б-2	0037	-	-	0.1238	0.0804	0.1238	0.0804	2022
СКВ Б-6	0039	-	-	0.1238	0.02664	0.1238	0.02664	2022
СКВ Б-5	0041	-	-	0.1238	0.02747	0.1238	0.02747	2022
СКВ Б-8	0043	-	-	0.1238	0.02747	0.1238	0.02747	2022
СКВ Б-1	0045	-	-	0.1238	0.0274	0.1238	0.0274	2022
СКВ КМ-4_1	0047	-	-	0.1238	0.0274	0.1238	0.0274	2022
(0602) Бензол (64)								
СКВ КМ-4	0027	-	-	0.001617	0.0002125	0.001617	0.0002125	2022
СКВ Б-9	0029	-	-	0.001617	0.0003686	0.001617	0.0003686	2022
СКВ Б-3	0031	-	-	0.001617	0.0002905	0.001617	0.0002905	2022
СКВ Б-4	0033	-	-	0.001617	0.0002436	0.001617	0.0002436	2022
СКВ Б-7	0035	-	-	0.001617	0.00105	0.001617	0.00105	2022
СКВ Б-2	0037	-	-	0.001617	0.00105	0.001617	0.00105	2022
СКВ Б-6	0039	-	-	0.001617	0.000348	0.001617	0.000348	2022
СКВ Б-5	0041	-	-	0.001617	0.000359	0.001617	0.000359	2022
СКВ Б-8	0043	-	-	0.001617	0.000359	0.001617	0.000359	2022
СКВ Б-1	0045	-	-	0.001617	0.000358	0.001617	0.000358	2022
СКВ КМ-4_1	0047	-	-	0.001617	0.000358	0.001617	0.000358	2022

(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									
скв КМ-4	0027	-	-	0.000508	0.0000668	0.000508	0.0000668	2022	
скв Б-9	0029	-	-	0.000508	0.0001158	0.000508	0.0001158	2022	
скв Б-3	0031	-	-	0.000508	0.0000913	0.000508	0.0000913	2022	
скв Б-4	0033	-	-	0.000508	0.0000766	0.000508	0.0000766	2022	
скв Б-7	0035	-	-	0.000508	0.000033	0.000508	0.000033	2022	
скв Б-2	0037	-	-	0.000508	0.000033	0.000508	0.000033	2022	
скв Б-6	0039	-	-	0.000508	0.0001093	0.000508	0.0001093	2022	
скв Б-5	0041	-	-	0.000508	0.0001128	0.000508	0.0001128	2022	
скв Б-8	0043	-	-	0.000508	0.0001128	0.000508	0.0001128	2022	
скв Б-1	0045	-	-	0.000508	0.0001125	0.000508	0.0001125	2022	
скв КМ-4_1	0047	-	-	0.000508	0.0001124	0.000508	0.0001124	2022	
(0621) Метилбензол (349)									
скв КМ-4	0027	-	-	0.001016	0.0001335	0.001016	0.0001335	2022	
скв Б-9	0029	-	-	0.001016	0.0002317	0.001016	0.0002317	2022	
скв Б-3	0031	-	-	0.001016	0.0001826	0.001016	0.0001826	2022	
скв Б-4	0033	-	-	0.001016	0.000153	0.001016	0.000153	2022	
скв Б-7	0035	-	-	0.001016	0.000066	0.001016	0.000066	2022	
скв Б-2	0037	-	-	0.001016	0.000066	0.001016	0.000066	2022	
скв Б-6	0039	-	-	0.001016	0.0002187	0.001016	0.0002187	2022	
скв Б-5	0041	-	-	0.001016	0.0002255	0.001016	0.0002255	2022	
скв Б-8	0043	-	-	0.001016	0.0002255	0.001016	0.0002255	2022	
скв Б-1	0045	-	-	0.001016	0.000225	0.001016	0.000225	2022	
скв КМ-4_1	0047	-	-	0.001016	0.000225	0.001016	0.000225	2022	
Итого по организованным источникам:		-	-	5.24803609	5.964523439	5.24803609	5.964523439		
Всего по предприятию:		-	-	5.24803609	5.964523439	5.24803609	5.964523439		

ЭРА v2.5 ИП «ЭКО-ОРДА»

Таблица 3.6

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе на 2023г

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2023 год		П Д В		год дос- тиже ния ПДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества	выб- роса	3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
скв КМ-4	0026	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-9	0028	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-3	0030	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-4	0032	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-7	0034	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-2	0036	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-6	0038	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-5	0040	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-8	0042	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв Б-1	0044	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
скв КМ-4_1	0046	-	-	0.00186126	0.046474918	0.00186126	0.046474918	2023
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
скв КМ-4	0026	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-9	0028	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-3	0030	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-4	0032	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-7	0034	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-2	0036	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-6	0038	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-5	0040	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-8	0042	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
скв Б-1	0044	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023

СКВ КМ-4_1	0046	-	-	0.00124084	0.030983278	0.00124084	0.030983278	2023
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
СКВ КМ-4	0027	-	-	0.000277	0.0000119	0.000277	0.0000119	2023
СКВ Б-9	0029	-	-	0.000277	0.0000522	0.000277	0.0000522	2023
СКВ Б-3	0031	-	-	0.000277	0.0000411	0.000277	0.0000411	2023
СКВ Б-4	0033	-	-	0.000277	0.0000411	0.000277	0.0000411	2023
СКВ Б-7	0035	-	-	0.000277	0.0001458	0.000277	0.0001458	2023
СКВ Б-2	0037	-	-	0.000277	0.0001458	0.000277	0.0001458	2023
СКВ Б-6	0039	-	-	0.000277	0.0001458	0.000277	0.0001458	2023
СКВ Б-5	0041	-	-	0.000277	0.0000506	0.000277	0.0000506	2023
СКВ Б-8	0043	-	-	0.000277	0.0000506	0.000277	0.0000506	2023
СКВ Б-1	0045	-	-	0.000277	0.0000505	0.000277	0.0000505	2023
СКВ КМ-4_1	0047	-	-	0.000277	0.0000503	0.000277	0.0000503	2023
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
СКВ КМ-4	0026	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-9	0028	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-3	0030	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-4	0032	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-7	0034	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-2	0036	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-6	0038	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-5	0040	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-8	0042	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ Б-1	0044	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
СКВ КМ-4_1	0046	-	-	0.0124084	0.309832785	0.0124084	0.309832785	2023
(0410) Метан (727*)								
СКВ КМ-4	0026	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-9	0028	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-3	0030	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-4	0032	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-7	0034	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-2	0036	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-6	0038	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-5	0040	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-8	0042	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ Б-1	0044	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023
СКВ КМ-4_1	0046	-	-	0.00031021	0.00774582	0.00031021	0.00774582	2023

(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									
скв КМ-4	0027	-	-	0.335	0.01437	0.335	0.01437	2023	
скв Б-9	0029	-	-	0.335	0.063	0.335	0.063	2023	
скв Б-3	0031	-	-	0.335	0.0496	0.335	0.0496	2023	
скв Б-4	0033	-	-	0.335	0.0496	0.335	0.0496	2023	
скв Б-7	0035	-	-	0.335	0.176	0.335	0.176	2023	
скв Б-2	0037	-	-	0.335	0.176	0.335	0.176	2023	
скв Б-6	0039	-	-	0.335	0.176	0.335	0.176	2023	
скв Б-5	0041	-	-	0.335	0.0611	0.335	0.0611	2023	
скв Б-8	0043	-	-	0.335	0.0611	0.335	0.0611	2023	
скв Б-1	0045	-	-	0.335	0.0609	0.335	0.0609	2023	
скв КМ-4_1	0047	-	-	0.335	0.0607	0.335	0.0607	2023	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)									
скв КМ-4	0027	-	-	0.1238	0.00531	0.1238	0.00531	2023	
скв Б-9	0029	-	-	0.1238	0.0233	0.1238	0.0233	2023	
скв Б-3	0031	-	-	0.1238	0.01836	0.1238	0.01836	2023	
скв Б-4	0033	-	-	0.1238	0.01836	0.1238	0.01836	2023	
скв Б-7	0035	-	-	0.1238	0.0651	0.1238	0.0651	2023	
скв Б-2	0037	-	-	0.1238	0.0651	0.1238	0.0651	2023	
скв Б-6	0039	-	-	0.1238	0.0651	0.1238	0.0651	2023	
скв Б-5	0041	-	-	0.1238	0.0226	0.1238	0.0226	2023	
скв Б-8	0043	-	-	0.1238	0.0226	0.1238	0.0226	2023	
скв Б-1	0045	-	-	0.1238	0.02254	0.1238	0.02254	2023	
скв КМ-4_1	0047	-	-	0.1238	0.02246	0.1238	0.02246	2023	
(0602) Бензол (64)									
скв КМ-4	0027	-	-	0.001617	0.0000694	0.001617	0.0000694	2023	
скв Б-9	0029	-	-	0.001617	0.0003045	0.001617	0.0003045	2023	
скв Б-3	0031	-	-	0.001617	0.0002398	0.001617	0.0002398	2023	
скв Б-4	0033	-	-	0.001617	0.0002398	0.001617	0.0002398	2023	
скв Б-7	0035	-	-	0.001617	0.00085	0.001617	0.00085	2023	
скв Б-2	0037	-	-	0.001617	0.00085	0.001617	0.00085	2023	
скв Б-6	0039	-	-	0.001617	0.00085	0.001617	0.00085	2023	
скв Б-5	0041	-	-	0.001617	0.000295	0.001617	0.000295	2023	
скв Б-8	0043	-	-	0.001617	0.000295	0.001617	0.000295	2023	
скв Б-1	0045	-	-	0.001617	0.0002944	0.001617	0.0002944	2023	
скв КМ-4_1	0047	-	-	0.001617	0.0002933	0.001617	0.0002933	2023	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									

СКВ КМ-4	0027	-	-	0.000508	0.0000218	0.000508	0.0000218	2023
СКВ Б-9	0029	-	-	0.000508	0.0000957	0.000508	0.0000957	2023
СКВ Б-3	0031	-	-	0.000508	0.0000754	0.000508	0.0000754	2023
СКВ Б-4	0033	-	-	0.000508	0.0000754	0.000508	0.0000754	2023
СКВ Б-7	0035	-	-	0.000508	0.0002673	0.000508	0.0002673	2023
СКВ Б-2	0037	-	-	0.000508	0.0002673	0.000508	0.0002673	2023
СКВ Б-6	0039	-	-	0.000508	0.0002673	0.000508	0.0002673	2023
СКВ Б-5	0041	-	-	0.000508	0.0000927	0.000508	0.0000927	2023
СКВ Б-8	0043	-	-	0.000508	0.0000927	0.000508	0.0000927	2023
СКВ Б-1	0045	-	-	0.000508	0.0000925	0.000508	0.0000925	2023
СКВ КМ-4_1	0047	-	-	0.000508	0.0000922	0.000508	0.0000922	2023
(0621) Метилбензол (349)								
СКВ КМ-4	0027	-	-	0.001016	0.0000436	0.001016	0.0000436	2023
СКВ Б-9	0029	-	-	0.001016	0.0001914	0.001016	0.0001914	2023
СКВ Б-3	0031	-	-	0.001016	0.0001507	0.001016	0.0001507	2023
СКВ Б-4	0033	-	-	0.001016	0.0001507	0.001016	0.0001507	2023
СКВ Б-7	0035	-	-	0.001016	0.000535	0.001016	0.000535	2023
СКВ Б-2	0037	-	-	0.001016	0.000535	0.001016	0.000535	2023
СКВ Б-6	0039	-	-	0.001016	0.000535	0.001016	0.000535	2023
СКВ Б-5	0041	-	-	0.001016	0.0001855	0.001016	0.0001855	2023
СКВ Б-8	0043	-	-	0.001016	0.0001855	0.001016	0.0001855	2023
СКВ Б-1	0045	-	-	0.001016	0.000185	0.001016	0.000185	2023
СКВ КМ-4_1	0047	-	-	0.001016	0.0001844	0.001016	0.0001844	2023
Итого по организованным источникам:		-	-	5.25842581	5.654293811	5.25842581	5.654293811	
Всего по предприятию:		-	-	5.25842581	5.654293811	5.25842581	5.654293811	

6.1. Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусмотрены следующие природоохранные мероприятия:

- пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента с эффективностью 90%;
- применение системы безопасности и мониторинга;
- применение системы контроля загазованности;
- в целях предотвращения фонтанирования на стволе скважины предусмотрены клапаны - отсекатели, которые перекрывают устье скважины в случае противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствуют выбросам нефти и газа в атмосферу;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую производится в герметичной таре или в мешках заводской упаковки. Запас реагентов, необходимый для данного цикла бурения, хранится в закрытых бункерах. Подача реагентов из бункеров в затворный узел осуществляется по замкнутой системе пневмотранспортом, с последующей очисткой в пылесборниках, что сводит к минимуму пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;
- оборудование дыхательными клапанами резервуаров с нефтью, уменьшающие потери углеводородов;
- организация измерения и контроля в резервуарах с нефтью температуры, давления, уровня жидкости;
- обеспечение прочности и герметичности технологических емкостей и соединительных трубопроводов;
- строгое соблюдение технологического регламента работы на стационарных дизельных установках;
- постоянная проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- в случаях, когда имеются альтернативы использованию дизельного топлива для производства электроэнергии, отопления, отдавать предпочтение менее загрязняющему атмосферу топливу (или виду энергоснабжения);
- использование оборудования и транспортных средств с исправными двигателями;
- для снижения пылеобразования на территории технологической площадки необходимо регулярное увлажнение территории и дорог в теплое время года;
- необходимо строгое соблюдение технологического регламента.

Таблица 6.1-1 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
------------------------------	--------------------------	-------------------	---------------------------	------------------------

1	2	3	4	5
Атмосферный воздух				
при эксплуатации скважин				
Выбросы от технологического оборудования	Ограниченное воздействие 2	Постоянное 4	Умеренное 3	средней значимости 24

Природоохранные мероприятия. Охрана окружающей среды и природных ресурсов является основополагающим вопросом в деятельности предприятия. При проведении работ с минимальными (рассчитанными в ООС) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений.

Расположение бурового комплекса на значительном удалении от населенных пунктов, высокая рассеивающая способность атмосферы региона, предусмотренные проектом мероприятия по защите атмосферы от загрязнения, позволяют оценивать воздействие на атмосферный воздух на этапе проходки скважины как незначительное.

Предприятие будет принимать все необходимые меры при проведении работ на всех этапах строительства оценочных скважин по сохранению окружающей среды. Приоритеты деятельности предприятия включают предотвращение загрязнения почвы, атмосферного воздуха и полное восстановление участков бурения (рекультивация). Для сведения к минимуму вредного воздействия на окружающую среду будут использоваться как существующие, так и новые технологические приемы.

РАЗДЕЛ 7. ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

7.1. Водохозяйственная деятельность

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Строительство и бурение скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд.

Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Техническому проекту на строительство скважин».

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Источниками водоснабжения, для хозяйственных нужд и технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений. Их минерализация не превышает 1-1,2 г/л. Воды удовлетворяют ГОСТ 2874-82.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные воды альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м.

Для хранения воды на производственные нужды на буровой площадке предусматривается ёмкость запаса воды объёмом 50 м³. К ней же будет подключена система противопожарного водопровода с насосом и с 4-мя пожарными гидрантами.

Для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении используется привозная вода, доставляемая из г. Кызылорда, согласно договору. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды.

Вода, используемая на хозяйственные нужды и приготовление пищи в столовой должна соответствовать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к хозяйственно-питьевому водоснабжению» приказ №209 от 16.03.2015 г. Министра здравоохранения РК. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд полевого лагеря.

Нормативная потребность в технической воде с некоторыми запасами при бурении составляет – 26м³/сут., при подготовительных работах к бурению –16м³/сут., на испытание 20 м³/сут, в период ликвидации (консервации) скважины 20 м³.

Ориентировочный объем расхода технической воды при реализации проектируемых работ составит:

п/п	Наименование работ	Расход пресной воды, м ³		
		На технические нужды на 1 скважину, м ³	Количество скважин	Всего, м ³
1	2	3	4	5
1.	Строительство и монтаж	-	-	-
2.	Подготовительные работы к бурению	170,0	5	850,0
3.	Бурение и крепление	905,0	5	4525,0
4.	Испытание в колонне	515	5	2575,0
	Итого:	1590,0	5	7950,0

Доставка воды на место проведения буровых работ будет ложиться на Подрядчика по бурению.

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд полевого лагеря. Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит, максимально, общий 60 человек.

Ориентировочный объем водопотребления и водоотведения (с учетом потерь 15%) составит: водопотребление – 20,16 м³/сут, 955,88 м³/год; водоотведение – 17,136 м³/сут, 812,498 м³/год.

Хоз-бытовые сточные воды.

Для отвода хоз-бытовых сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается система хоз-бытовой канализации.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам специальные септики объёмом 20 м³, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором со специализированной организацией. Септик будет изолирован гидроизолирующим экраном из полимерных материалов.

Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спец. автотранспорта.

7.2. Оценка воздействия на водные ресурсы

7.2.1. Воздействие на поверхностные воды

На рассматриваемой территории нет поверхностных водоемов и водотоков с пресной водой, на которые проектируемые скважины могут оказать влияние. Воздействие возможно на бессточные понижения, являющиеся местным базисом эрозии, лишь при аварийных ситуациях.

Учитывая отсутствие сброса сточных вод на рельеф местности, отдаленность участка проектируемых работ, незначительный уклон поверхности рельефа, воздействие на поверхностные воды деятельность по строительству скважин не окажет.

7.2.2. Воздействие на подземные воды

В силу кратковременности техногенного воздействия проектируемых работ по строительству скважин на гидродинамическую систему, будет дана оценка на верхний водоносный горизонт, как на наиболее чувствительную геоэкологическую составляющую при данных условиях техногенеза.

Мощность слоя слабопроницаемых отложений (отложений с коэффициентом фильтрации менее 0,1 м/сут, по литологии преимущественно – пески, супеси и суглинки с прослоями глин) не превышает 8-12 м. Соответственно количество зачетных баллов составляет 7-9. Сумма баллов, обусловленная глубиной залегания грунтовых вод и градициями мощности и литологии слабопроницаемых отложений, определяет категорию условий защищенности и не превышает 9 (как указывалось выше, сумма баллов менее 10 отвечает II категории защищенности).

Таким образом, рассматриваемая территория характеризуется слабой степенью защищенностью грунтовых вод. Возможность же загрязнения глубоко залегающих водоносных горизонтов и комплексов может рассматриваться как чисто теоретическая, так как они перекрыты мощными водоупорами.

Наименьшая защищенность грунтовых вод отмечается на участках с уровнем вблизи поверхности земли и в долинах сухих русел. Здесь вероятность загрязнения подземных вод максимальная.

Степень защищенности подземных вод зависит не только от мощности зоны аэрации, ее фильтрационных свойств, наличия малопроницаемых отложений в ее толще, но и от характера источника загрязнения, его положения относительно дневной поверхности. В нашем случае источники загрязнения подземных вод могут быть только поверхностные (загрязненные грунты).

Основными источниками загрязнения подземных вод во время проведения проектируемых работ могут быть:

- производственная деятельность;
- разливы ГСМ
- загрязнение мест складирования и временного хранения отходов
- неправильное хранение реагентов для приготовления бурового раствора.
- плохая гидроизоляция буровых площадок.

Техническим проектом предложены технологические решения и методы ведения работ, исключая возникновение источников загрязнения и предотвращающие загрязнение подземных вод.

Сброс сточных вод на рельеф местности не планируется, отходы и загрязненные сточные воды будут своевременно передаваться сторонним специализированным организациям на утилизацию и захоронение, предусмотрена надежная гидроизоляция буровой площадки и др.

Весь технологический цикл будет происходить в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды и водоносных горизонтов стальными трубами и цементацией интервалов горных пород. Скудость осадков, высокая степень испаряемости также способствует защите первых от поверхности водоносных горизонтов.

При строгом соблюдении всех проектных решений, производственной дисциплины, инструктивных требований по охране недр, воздействие на подземные воды предполагается слабым, загрязнений подземных вод не ожидается.

Воздействие намечаемого проекта строительства скважины на подземные воды оценивается следующим образом:

- пространственный масштаб – локальный (1 балл), временной масштаб – средний (2 балла), интенсивность воздействия – слабая (2 балла). Общая интегральная оценка 4 балла – низкого уровня, т.е. негативные изменения незначительны, не превышают предела природной изменчивости.

Таблица 7.2.2-1.

Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная оценка
Подземные воды	локальный (1)	средний (2)	слабая (2)	4	низкая

В целом, при строительстве скважин, при соблюдении всех проектных решений и природоохранных мероприятий, воздействие на подземные воды будет низкой значимости

(не более 4 баллов) – последствия испытываются, но величина воздействий низка и находится в пределах допустимых стандартов.

7.3. Мероприятия по защите водных ресурсов от загрязнения и истощения

Разрабатываемые мероприятия по охране водных ресурсов должны предусматривать эффективные меры по предупреждению загрязнения водных ресурсов нефтепродуктами, отработанными буровыми растворами, химическими реагентами, а также хозяйственно-бытовыми и производственными водами, образующимися в процессе проведения проектируемых работ.

Для недопущения и уменьшения загрязнения водных ресурсов предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина - циркуляционная система - приемные емкости - нагнетательная линия - скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Для предотвращения загрязнения гидросферы все технологические площадки на буровой выполняются гидроизолированными. По периметру буровой площадки, площадки склада горюче-смазочных материалов и блока сжигания продукции освоения скважины сооружается обваловка. Для сбора поверхностных стоков по периметру гидроизолированных технологических площадок оборудуется система сбора и отведения стоков в виде лотков. Собранная вода поступает в отстойник технического водоснабжения буровой. Это позволит предотвратить поступление за пределы этих площадок загрязняющих веществ вместе с поверхностным стоком даже в случае возникновения аварийных ситуаций, связанной с разливом технологических жидкостей и горюче – смазочных материалов.

Для предупреждения аварийных ситуаций, будут выполняться мероприятия, предусмотренные в техническом проекте, следующего характера:

- Особое внимание при строительстве скважин должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям.
- Принятая конструкция скважин не должна допускать гидроразрыва пород при бурении. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;
- Должна быть обеспечена полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- Буровые сточные воды использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора) только после очистки во избежание загрязнения глубоких горизонтов;
- Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются цементно- глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии.

- Сыпучие химреагенты затариваются и хранятся под навесом для химреагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химреагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ;
- Соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и оборудования;
- Испытание скважин проводятся при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- Аккумулирование случайных проливов жидких продуктов и возвращение их в систему рециркуляции;
- Запрещение аварийных сбросов сточных вод или других опасных жидкостей на рельеф местности;
- Разработка специализированного плана аварийного реагирования (мероприятия по ограничению, ликвидации последствий потенциально возможной аварии);
- Наличие необходимых технических средств, для удаления загрязняющих веществ;
- Проведение планового профилактического ремонта оборудования;
- Испытание не должно производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений;
- Автоматизация систем противоаварийной защиты технологических процессов, использование предупредительной и предаварийной сигнализации.

Таблица 7.3-1. Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Поверхностные воды				
В период эксплуатации не ожидается воздействия на поверхностные воды в связи с удаленностью площадки планируемых работ от поверхностных водотоков.				
Подземные воды				
при эксплуатации скважин				
Загрязнение подземных вод сточными водами,	Локальное 1	Временное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1

РАЗДЕЛ 8. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА

8.1. Оценка воздействия на почву

Воздействие на почвенный покров при реализации данного проекта происходит при выполнении следующих работ:

- движение автотранспорта;
- бурение и обустройство скважин;
- монтаж и демонтаж технологического оборудования.

Техногенные воздействия при строительстве скважин можно разделить на две группы:

- физические, связанные с физическими процессами и явлениями, проявляющиеся в результате хозяйственной деятельности и приводящие к изменению физических свойств среды;

- химические - привнесение химических элементов в среду, приводящее, как правило, к изменению ее химических свойств.

Воздействие физических факторов на почвенный покров и почвы площади проектируемых работ и прилегающих территорий сводится к механическим нарушениям целостности верхнего почвенно-растительного слоя в результате строительных работ по обустройству производственных площадок скважин и полевого лагеря, передвижения автотранспорта.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории проведения работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение отходами производства (буровые сточные воды, буровые шламы и т.п.).

Поступление загрязняющих веществ в почвенные экосистемы производится при возможных разливах нефти, пластовых вод, с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственно-бытовыми стоками, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Бурение, а в последствие и эксплуатация нефтяных скважин является экологически опасным видом работ, который сопровождается различного рода техногенными нарушениями компонентов окружающей среды. Воздействие обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом происходит загрязнение почвы веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин.

Во избежание попадания загрязнения в почвогрунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, блоком ГСМ и др.) покрываются цементно-глинистым составом.

Рассмотрены все возможные воздействия на почвенные ресурсы и разработаны ряд мероприятия, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Засорение и захламление. Строительные площадки, полосы отвода земель могут быть засорены и захлавлены строительными, производственными и бытовыми отходами.

Отходами строительного производства могут быть обрезки труб, тара, куски проволоки и т.д.

Производственные отходы – запорная арматура, обрезки труб, металлолом и др.

Бытовые отходы – упаковочная тара, пластмассовые бутылки, коробки и т.д.

Как правило, интенсивность загрязнения от процессов рассеяния загрязняющих веществ при строительном-монтажных работах и бурении скважин (выпадение из атмосферных выбросов) малоинтенсивное, но охватывает значительные площади, загрязнение из других источников имеет локальный характер, но его интенсивность может быть более высокой. Загрязнение почв продуктами сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания автотранспорта и выбросами от технологического оборудования в условиях открытых ландшафтов, осевшие на поверхность снега, могут переноситься с талыми водами на большие расстояния, попадая в почву.

Экологическая опасность возникает при периодически повторяющихся процессах, сопровождающихся накоплением токсичных и загрязняющих веществ в почвах и фильтрующихся водах.

8.2. Мероприятия по предотвращению загрязнения почв и почвенного покрова

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

❖ Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения;

❖ Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;

❖ Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах);

❖ Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами;

❖ Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;

❖ Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

В местах хранения отходов будет исключена возможность их попадания в почвы.

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Дозировка химических реагентов будет проводиться только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

8.2.1. Рекультивация нарушенных земель

Земельному Кодексу Республики Казахстан раздел IV, Глава 17, статья 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

При проведении работ обязательным условием в природоохранных вопросах является восстановление нарушенных земель, т.е. приведение нарушенных земель в пригодное для дальнейшего использования состояние.

В состав восстановительных мероприятий входит: очистка от мусора территории работ и профиля, сбор и вывоз оборудования, устранение пятен проливов ГСМ.

В состав рекультивационных мероприятий полевого лагеря входят: очистка от мусора территории лагеря, сбор и вывоз вагонов и прочего оборудования, устранение последствий утечек ГСМ, засыпка ям, где выполнялись земляные работы (септик и склад ГСМ) и выравнивание поверхности. По завершению работ земли, использованные под временный лагерь, будут приведены в пригодное состояние и возвращены землепользованию в установленном порядке.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов (т.е. отходы).

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, которых сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов.

РАЗДЕЛ 9. ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

В процессе строительства скважины образуются различные видов отходов, на промплощадке будет осуществляться временное их хранение. Временное хранение и транспортировка могут стать потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

При выборе методов сбора и удаления отходов необходимо принимать в расчет следующие факторы:

- особенности местного рельефа;
- особенности и условия залегания грунтовых вод;
- атмосферные характеристики;
- состояние почв и грунтов;
- естественную дренированность территории;
- геологические, гидрогеологические и экологические условия;
- расположение объектов производства в экологически-чувствительной зоне.

Все виды и типы отходов образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых отходов и пищевых отходов.

Проектом предусмотрено обращение с отходами производства и потребления в соответствии с требованиями СанПиН №187 от 23.04.2018 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

АО «Кристалл Менеджмент» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складироваться в специальные емкости и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе. На промплощадке предусматривается отдельный сбор с четкой идентификацией для каждого типа отходов: твердо-бытовых и различных типов промышленных отходов. Далее все образующиеся отходы производства и потребления на площади работ вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и движение всех отходов регистрируется.

При строительстве скважин должна быть предусмотрена технология сбора отходов бурения в специальные металлические емкости (безамбарный метод бурения).

В соответствии с требованием Экологического кодекса Республики Казахстан (ст. 290) в составе проектной документации для предприятий, при эксплуатации которых образуются отходы, должна быть разработана Программа обращения с ними.

Характеристика отходов производства и потребления, их качественный и количественный состав определены в соответствии с «Классификатором отходов», утвержденным Приказом Министра окружающей среды и водных ресурсов № 169-п от 31.05.07 г. (с изменениями и дополнениями от 07.08.2008 г.).

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.

Проведение строительных работ на контрактной территории будет сопровождаться образованием, накоплением и удалением отходов.

Основными отходами будут являться:

Твердо-бытовые отходы (Коммунальные отходы).

Твердо-бытовые отходы представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой, бытовым мусором, сметам из офисного помещения, производственных помещений и прилегающих к ним территорий и т.д. Включают пищевые отходы. Отходы характеризуются как пожароопасные, невзрывоопасные. Нетоксичны.

Промасленная ветошь

Промасленная ветошь образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала. Данные отходы характеризуются как пожароопасные, не взрывоопасные. Промасленная ветошь не обладает реакционной способностью. Меры предосторожности при обращении с отходами: хранение в строго отведённых местах; соблюдение мер противопожарной безопасности; при возгорании применяют распыленную воду или пену.

Отработанные масла

Отработанные масла образуются при ремонте оборудования и эксплуатации дизельных генераторов. Состав данного отхода следующий. Территории мест сбора отработанных масел содержатся в чистоте. Они укомплектовываются противопожарным инвентарем, снабжаются надписью «Огнеопасно».

Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов образуются при ведении сварочных работ. Химический состав: Fe, токсичные компоненты отсутствуют. По мере накопления отходы автотранспортом вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

Металлолом

Металлолом, образовавшегося при монтаже, демонтаже буровой вышки, а также при ремонтных работах. Химический состав: Fe, токсичные компоненты отсутствуют. К этому виду отходов будут относиться обрезки балок, швеллеров, проволока. При сдаче во вторичное использование металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных при бурении и восстановлении скважин.

Буровые отходы

При проходке скважин образуется выбуренная порода - буровой шлам. Согласно результатам анализов проб бурового шлама токсичные компоненты в данном отходе отсутствуют. В обычных условиях он химически неактивен. 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 рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Твердая фаза вывозится на собственный полигон. Буровые сточные воды следует подвергать очистке с целью повторного использования для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Показатели очистки буровых сточных вод должны отвечать требованиям ОСТ 51-01-03-84, предъявляемым к производственным сточным водам. Специфика проводимых работ не предусматривает каких-либо очистных сооружений, за исключением метода отстаивания от механических твердых примесей.

Буровые отходы вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

Медицинские отходы

Медицинские отходы образуются при оказании экстренной помощи пострадавшим или в процессе лечения больных сотрудников вахтового поселка. Состоят из остатков лекарственных препаратов, грязных бинтов, разовых шприцев и т.д. По мере накопления вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

Тара из-под химических реагентов

По мере по мере накопления вывозится на утилизацию в специализированные предприятия.

Отходы производства и потребления

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Объем образования отходов, т/год	Обращение с отходами
Отходы бурения, из них:	«янтарный список отходов» АЕ040	1010,636	Сбор и вывоз согласно заключенному договору
<i>Буровой шлам</i>		484,45	
<i>ОБР</i>		431,746	
<i>Буровые сточные воды</i>		94,44	
Металлолом	«зеленый список отходов» GA090	0,12	Сбор и вывоз согласно заключенному договору
Промасленная ветошь	«янтарный список отходов» AC030	0,03	Сбор и вывоз согласно заключенному договору
Огарки сварочных электродов	«зеленый список отходов» GA090	0,021	Сбор и вывоз согласно заключенному договору
Отработанные масла	«янтарный	0,9075	Сбор и вывоз согласно

	список отходов» АС030		заключенному договору
Использованная тара (мешки)	«янтарный список отходов» AD070	0,72	Сбор и вывоз согласно заключенному договору
Медицинские отходы	«янтарный список отходов» AD010	0,06	Сбор и вывоз согласно заключенному договору
Коммунальные отходы	«зеленый список отходов» GO060	5,09	Сбор и вывоз согласно заключенному договору

При пробной эксплуатации скважин образуются:

Твердые бытовые отходы (ТБО) складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке объемом 1,1 м³, ежедневно (один раз в сутки) в теплое время года и 1 раз в 3 суток в холодное время года, вывозится по договору со специализированной организацией.

Срок временного хранения ТБО в летнее время 1 день, в зимнее время – 3 суток.

Промасленная ветошь будет временно складироваться на территории полевого лагеря на специально оборудованных площадках в контейнеры объемом 0,1 м³.

Срок хранения отходов - 30 дней. По мере накопления будут вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Отработанное масло собирается в металлические бочки объемом 0,2 м³ и направляется на утилизацию в специализированные организации. В соответствии с СанПиН №187 от 23.04.2018 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Тара из-под химических реагентов, металлолом, и огарки сварочных электродов в процессе буровых работ будут временно складироваться на оборудованной площадке полевой базы, и вывозиться на утилизацию в специализированные организации.

Срок хранения отходов - 30 дней. По мере накопления будут вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Медицинские отходы до момента вывоза на полигон хранятся в запечатанных пластиковых мешках.

Срок хранения отходов - 30 дней. По мере накопления будут вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Буровые отходы (буровой шлам, буровые растворы) временно (7 дней) складироваться в шламоборнике объемом 20 и 30 м³ непосредственно на буровых площадках. Вывозятся специализированной организацией по договору.

Проектом предусмотрено обращение с отходами производства и потребления в соответствии с требованиями СанПиН №187 от 23.04.2018 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию,

транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», а также экологических требований, закрепленных в законодательных и нормативных актах, действующих в Республике Казахстан.

**Ориентировочные объемы образование отходов производства и потребления
(этап строительства 1-ой скважины)**

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Всего	1017,5845	-	1017,5845
в т.ч. отходов производства	1012,4945	-	1012,4945
отходов потребления	5,09	-	5,09
Опасные			
перечень отходов:			
Промасленная ветошь	0,03	-	0,03
Отработанные масла	0,9075	-	0,9075
Медицинские отходы	0,06	-	0,06
Тара мешки	0,72	-	0,72
Буровой шлам	484,45	-	484,45
Буровые сточные воды	94,44	-	94,44
Отработанный буровой раствор	431,746	-	431,746
Неопасные			
перечень отходов:			
Твердо бытовые отходы (Коммунальные отходы)	5,09	-	5,09
Огарки электродов	0,021	-	0,021
Металлом	0,12	-	0,12

**Ориентировочные объемы образование отходов производства и потребления
(этап пробной эксплуатации)**

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Всего	3,84		3,84
в т.ч. отходов производства	0,075	-	0,075
отходов потребления	3,765	-	3,765
Опасные			
перечень отходов:			
Промасленная ветошь	0,06	-	0,06
Медицинские отходы	0,015	-	0,015
Неопасные			
перечень отходов:			
Твердо бытовые отходы (Коммунальные отходы)	3,675	-	3,675

9.1 Классификация отходов

Согласно статье 287, «Классификация опасных отходов», Экологического кодекса РК от 07.01.2007 г, к опасным отходам относятся отходы, содержащие одно или несколько из следующих веществ:

- взрывчатые вещества;
- легковоспламеняющиеся жидкости;
- легковоспламеняющиеся твердые вещества;
- самовозгорающиеся вещества и отходы;
- окисляющиеся вещества;
- органические пероксиды;
- ядовитые вещества;
- токсичные вещества, вызывающие затяжные и хронические заболевания;
- инфицирующие вещества;
- коррозионные вещества;
- экоотоксичные вещества;
- вещества или отходы, выделяющие огнеопасные газы при контакте с водой;
- вещества или отходы, которые могут выделять токсичные газы при контакте с воздухом или водой;
- вещества или материалы, способные образовывать другие материалы, обладающие одним вышеуказанных свойств.

9.2. Обращение с отходами

Управление отходами производства и потребления регламентируется законодательными и нормативно-правовыми документами Республики Казахстан в сфере охраны окружающей среды от негативного воздействия отходов производства и потребления.

Система обращения с отходами производства и потребления позволяет исключить (максимально смягчить) негативное воздействие отходов на природную среду, благодаря следующим принципам сбора и удаления отходов.

- производить удаление или обезвреживание отходов и вторичных материалов только в разрешенных для этого местах; запрещение несанкционированного удаления или обезвреживания отходов;
- сокращение объема образования отходов по отношению к объёму производимой продукции;
- использование в дополнение к нормам и стандартам РК по утилизации и удалению отходов принятых международных стандартов.

Рекомендуемая проектом ОВОС система обращения с отходами производства и потребления позволяет исключить (максимально смягчить) негативное воздействие отходов на природную среду, благодаря следующим принципам сбора и удаления отходов:

- осуществлять удаление или обезвреживание отходов и вторичных материалов только в разрешенных для этого местах;
- запрещение несанкционированного удаления или обезвреживания отходов;
- сокращать объем образования отходов;
- использовать в дополнение к нормам и стандартам РК по утилизации и удалению отходов принятые международные стандарты.

На лицензионной территории предприятия будут осуществляться следующие виды работ: учет движения всех видов отходов, работы по предотвращению загрязнения подземных водных источников вследствие утилизации отходов производства, а также инженерная система организованного сбора и хранения отходов.

Проектом предусмотрено обращение с отходами производства и потребления в соответствии с требованиями СанПиН №187 от 23.04.2018 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

9.3. Возможные нештатные ситуации

Чтобы не допустить загрязнения почвы, грунтов и подземных вод, буровую площадку, где производятся работы, планируется покрывать гидроизолирующим материалом и оградить по периметру предохранительной дамбой.

При хранении коммунальных отходов при переполнении металлических контейнеров возможно загрязнение площадок для их размещения и стекание загрязненных стоков с них при выпадении атмосферных осадков. Для исключения подобных ситуаций необходимо осуществлять регулярный вывоз коммунальных отходов и проведение дезинфекции контейнеров и площадок для их установки.

Для предупреждения случайных проливов и возгорания отработанное масло и ветошь будут накапливаться в герметичных контейнерах.

На предприятии должен осуществляться учет возникших аварийных ситуаций и связанных с ними последствий. О возникших авариях предприятие должно оповещать контролирующие службы в области охраны окружающей среды, санитарно-эпидемиологического надзора и чрезвычайных ситуаций.

9.4. Оценка воздействия отходов на окружающую среду

Современные технологии безамбарного бурения, транспортировки и захоронения отходов производства и потребления, принятые в проекте, позволят исключить (максимально смягчить) негативное воздействие отходов на природную среду.

Нагрузки на окружающую среду, возникающие в результате временного накопления отходов на территории полевого лагеря в контейнерах и специальных емкостях, являются допустимыми, точечными. Они не будут иметь критических и необратимых негативных последствий, как для экосистем, так и для населения близлежащих населенных пунктов. Все образующиеся на территории месторождения отходы будут вывозиться для утилизации на специально оборудованные для этого полигоны или сдаваться на переработку специализированным предприятиям.

Непосредственное влияние временного накопления отходов не будет выходить за границы санитарно-защитной зоны предприятия.

Таким образом, при учете принятых техническим проектом решений воздействие от отходов производства и потребления можно оценить следующим образом: пространственный масштаб – локальный (2 балл), временной масштаб – средней продолжительности (2 балла), интенсивность воздействия – слабая (2 балла).

Комплексная оценка воздействия 6 баллов – низкого уровня, т.е. последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка и находится в пределах допустимых стандартов.

Отходы, образуемые на территории предприятия, подлежат сбору в строго изолированных контейнерах и специальных емкостях до транспортировки в организации, принимающие эти отходы по договору на переработку или захоронение. Это сведет к минимуму или исключит полностью влияние этих отходов на окружающую среду.

При условии выполнения норм и правил предприятиями, которым будут передаваться образовавшиеся отходы, их воздействие на окружающую природную среду будет незначительным – низкого уровня.

9.5. Мероприятия по минимизации объемов и снижению токсичности отходов производства и потребления

Проектом предусмотрен подход к минимизации отходов, который включает: исключение или снижение самой возможности образования отходов, повторное использование либо рециркуляцию отходов, транспортировку отходов допустимым, с точки зрения экологической безопасности, образом на соответствующие объекты размещения отходов.

В соответствии с п.4 ст. 283 Экологического Кодекса и в целях обеспечения промышленной, пожарной, экологической безопасности, для централизованного сбора отходов, на территории буровой площадки, необходимо оборудовать места–площадки для установки контейнеров и емкостей для сбора отходов. Централизованный сбор позволяет обеспечить удобный и безопасный подъезд автотранспорта для вывоза отходов с объекта.

Сбор отходов по мере образования осуществляется в герметичную тару, исключающую протечки и попадание осадков внутрь. Сбор и вывоз производится регулярно и отдельно по видам отходов. Количество и тип установленных контейнеров и емкостей определены с учетом видов и количества образующихся отходов. Сбор отходов в контейнеры исключает размещение отходов в окружающей среде и, соответственно, эмиссии в окружающую среду не поступают. Отходы бурения, отработанные масла, огарки электродов сварки, отработанную тару, ветошь промасленную, ТБО временно необходимо размещать в металлических контейнерах или емкостях с крышками. Металлолом на оборудованной, с ограждением, бетонированной площадке.

Покрытие всех площадок для контейнеров необходимо выполнить из непроницаемого материала асфальтобетонных плит, и оградить с трех сторон и оборудовать первичными средствами пожаротушения и ликвидации разливов.

По мере образования отходы необходимо регулярно вывозить с мест сбора, в соответствии методами обращения с отходами, определенными компанией – вывоз специализированными компаниями по договорным обязательствам.

9.6. Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм производственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов бурения, их циркуляции и удаления будут контролироваться и регулироваться в ходе основных технологических процессов с помощью специального оборудования, геофизических и гидродинамических приборов, геохимических и аналитических исследований.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами.

Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в Республике Казахстан;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращение загрязнения окружающей среды.

При строительстве скважин загрязняющие вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на буровой площадке, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их безопасное хранение. В связи с этим проведение инструментальных замеров в местах временного складирования отходов на буровых площадках данным проектом не планируется.

Передача отходов оформляется актом приема-передачи с приложением копии паспорта отходов. Сведения об образовании отходов и об их движении заносятся начальником объекта в журнал «Учета образования и размещения отходов».

Для каждого типа опасных отходов, образующихся при строительстве скважин, а также относящихся к Янтарному списку, согласно Статье 289 пункта 1 экологического Кодекса, должны быть составлены паспорта отходов для регистрации их в департаменте экологии.

Копии зарегистрированных паспортов опасных отходов в обязательном порядке будет предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

9.7. Оценка воздействия отходов на окружающую среду

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов на компоненты ОС может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора, хранения либо утилизации отходов производства и потребления или при несоблюдении надлежащих требований, заложенных в проектных решениях. Основными моментами

экологической безопасности, соблюдения которых следует придерживаться на любом производстве, являются:

- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование менее опасных веществ, материалов, технологий;
- предупреждение образования отдельных видов отходов и уменьшение объемов образования других;
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов.

Потенциальным источником воздействия на различные компоненты окружающей среды могут стать различные виды отходов, образование, временное хранение, транспортировка, захоронение и утилизация которых планируется в процессе проведения геологоразведочных работ в пределах контрактного блока.

Негативное воздействие отходов может проявляться при несоблюдении надлежащих требований, а также в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора, хранения либо утилизации отходов производства и потребления.

При неправильном расположении временных накопителей отходов, а также при несвоевременном вывозе отходов на свалку хранения и утилизации их воздействие на окружающую среду будет значительным. При накоплении ТБО на открытых, стихийных свалках, без учёта их происхождения, степени токсичности, условий естественного обезвреживания создаются антисанитарные условия, что способствует отрицательному воздействию на качество воздушного бассейна, грунтовые и поверхностные воды, а также на продуктивный почвенный слой на площадке свалки и на прилегающих к ней территориях.

Наибольшей токсичностью по отношению к почвенной микрофлоре обладают хлористые соединения, нефтепродукты. Попадание нефтепродуктов (нефти, моторных, дизельных, трансформаторных масел) в почву в количестве 8 мг/кг в первый год является токсичным для высших растений. При неправильном хранении этих веществ, возможно, их испарение и, соответственно, загрязнение атмосферного воздуха. Не исключена миграция тяжёлых металлов по почвенным горизонтам, что способствует загрязнению поверхностных и подземных вод.

При условии выполнения всеми подрядными организациями соответствующих норм и правил в период строительства и испытания скважин воздействие отходов на почвенно-растительный покров, животный и растительный мир, атмосферный воздух и водную среду будет незначительным.

Оценивая потенциальный ущерб окружающей среде, возможный при обращении с отходами производства и потребления, можно констатировать, что негативное воздействие от них будет незначительным, так как учтены все негативные моменты и предложены пути их устранения.

По принятой методике, воздействие отходов производства и потребления на компоненты окружающей среды можно оценить следующим образом:

- пространственный масштаб – локальный;
- временной масштаб – продолжительный;
- интенсивность воздействия – слабая.

9.8. Рекомендации по минимизации отрицательного воздействия

Предусмотренная в проекте система управления отходами (образование, хранение, транспортировка, удаление и переработка) максимально предотвращает загрязнение компонентов окружающей среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают также возможность минимизации воздействия на подземные воды, атмосферный воздух, почвы, растительный покров.

Все отходы при строительстве скважин временно складываются на площадке, подлежат хранению в строго отведенных местах с соблюдением правил сбора и хранения. По мере накопления предусматривается вывоз отходов в специализированные организации на обезвреживание и захоронение по договору. Вывоз отходов будет осуществляться по договорам транспортом принимающей отходы на утилизацию компании.

На участках работ компании должен постоянно вестись мониторинг состояния компонентов окружающей среды. Также службой ООС АО «Кристалл Менеджмент» должен осуществляться мониторинг за обращением с отходами производства и потребления, и предусматриваться мероприятия по уменьшению их объемов. Это сведет к минимуму или исключит полностью влияние отходов на окружающую среду.

Выполнение соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм, направленных на минимизацию негативных последствий воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду, позволит свести это влияние до минимума. Охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия – основной принцип в области обращения с отходами производства и потребления.

Минимизация воздействия на окружающую среду обеспечивается:

- уменьшением объемов образования отходов;
- использование в качестве упаковки легкоутилизируемых материалов;
- исключением возможности захламления территории строительными отходами;
- организацией максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- оборудованием мест для временного складирования отходов производства. Пищевые отходы хранить в специальных закрытых контейнерах на асфальтированных площадках. Составить график планово-регулярной системы вывоза бытовых отходов;
- экологическими службами должен проводиться строгий учет и контроль за всеми этапами, начиная от завоза потенциальных отходов до их утилизации или захоронения.

РАЗДЕЛ 10. ОХРАНА НЕДР

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Под охраной недр подразумевается недопущение загрязнения подземных вод минерализованными пластовыми водами, нефтью и химическими реагентами, недопущение бесконтрольных перетоков пластовых вод в нефтегазоносные пласты и, наоборот, нефти - в водоносные пласты, а также недопущение загрязнения нефтеносных пластов промывочными жидкостями, жидкостями глушения (или их компонентами), тампонажными растворами и т.п.

В результате техногенных воздействий на геологическую среду при проведении технологических операций, связанных с разработкой месторождения, в ней происходят или могут происходить изменения, существенным образом меняющие ее свойства.

Требования к охране недр включают систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на:

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого;
- Сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр с целью предотвращения землетрясений, оползней, подтоплений, просадок грунтов.

Общие экологическими требованиями на стадиях недропользования:

- сохранение земной поверхности;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель;
- предотвращение ветровой эрозии почвы;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения и предотвращения истощения;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасными способами.

Основные требования в области охраны недр:

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов, продуктов переработки и отходов производства при разработке месторождений;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов;
- охрана недр от пожаров и других стихийных факторов;

- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций и ликвидации объектов разработки месторождений;
- 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;

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность геологического, гидрогеологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

На проектируемом объекте при бурении скважин будут соблюдаться все требования по охране недр и окружающей среды.

10.1. Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработке и эксплуатации месторождений.

Оценочные работы на контрактной территории окажет минимальное воздействие на недра при выполнении следующих мероприятий:

Геологическое исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;

Рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;

Защита недр от пожаров, обводнения и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;

Предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

Учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;

Предотвращение открытого фонтанирования, поглощение промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;

Герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;

Правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.

РАЗДЕЛ 11. РАСТИТЕЛЬНЫЙ МИР

11.1. Оценка воздействия на растительность

При реализации проекта и обслуживающей его инфраструктуры основным видом воздействия будет механическое нарушение растительного покрова на строительных площадках, с уничтожением естественных ассоциаций. Деградация растительного покрова вокруг буровой установки будет отмечаться радиусом около 200 м. После завершения буровых работ предусмотрена рекультивация нарушенных земель, после произойдет их медленное самозарастание.

В результате строительства скважин на растительность будет воздействовать, в основном, работа автотранспорта, присутствие на производственной площадке людей и их производственная деятельность.

В местах разового прохождения *автотранспорта* по «целине» в сухую погоду по почвам, солонцам и солончакам будет незначительное ухудшение жизненного состояния растительных сообществ в автомобильной колее (поломка стеблей полукустарничков, примятые к земле травянистые виды растений). Глубина автомобильного следа составляет на сухих почвах 3—7 см. Разовое прохождение автотранспорта во влажный период года по солонцам и солончакам способствует образованию колеи глубиной до 25-30 см.

Многokратное прохождение транспортной техники по одной колее может привести к уничтожению растительного покрова в ней. Темпы разрушения растительности определяются природными свойствами (устойчивостью) самих растений, лито-эдафическими условиями местообитаний, генетическими особенностями территории и климатическими условиями. В связи с этим наиболее быстрому разрушению подвергается растительность почв легкого механического состава и солончаков. В первом случае будет наблюдаться значительное углубление колеи и развитие дефляционных процессов; во втором – развитие водной эрозии.

Как показывают полевые наблюдения на территории подобной контрактной, в местах прохождения автотранспорта происходит достаточно быстрое восстановление растительности. В течение вегетационного периода формируются разреженные группировки однолетних соянок, что свидетельствует о достаточно высоких компенсационных возможностях однолетней растительности.

Опосредованное воздействие через атмосферу проявится в запылении и, возможно, химическом загрязнении продуктами сгорания топлива от автотранспорта и стационарного оборудования, используемого при буровых работах.

Сернистый газ через ассимиляционный аппарат проникает в клетки, подавляет в клетке процессы фотосинтеза, нарушает обмен, происходит ухудшение роста и отмирание отдельных органов растений. Однако, активный ветровой режим и высокая скорость рассеивания загрязнителей в атмосфере, практически полностью сведут воздействия этого типа к минимуму.

Опосредствованное воздействие через загрязненные химическими веществами участки почв, выражающееся в химическом загрязнении и угнетении растительности, будет отсутствовать, так как проектом предусмотрен обширный комплекс защиты почв от возможного химического загрязнения.

Жидкие и твердые хозяйственно-бытовые отходы, образуемые при реализации проекта, при условии их утилизации в соответствии с проектными решениями, не окажут

никакого воздействия на растительность, как на самом участке, так и на прилегающих территориях.

При эксплуатации дороги будет наблюдаться запыление и незначительное воздействие продуктами сжигания топлива автотранспорта на прилегающую к трассе растительность. Однако данные виды воздействия неизбежны при любых видах производственной деятельности и не окажут существенного влияния на сопредельные территории.

Таким образом, в принятой шкале оценок, степень нарушения растительного покрова при реализации проекта оценивается в следующих категориях:

- пространственный аспект – локальный;
- временной аспект – средний;
- интенсивность воздействия – слабая.

11.2. Мероприятия по снижению степени воздействия на растительный мир

Строительство скважин на территории месторождения Бестобе окажет минимальное воздействие на растительный покров при выполнении следующих мероприятий:

Предусмотреть экологически безопасное и технически грамотное хранение мусора и бытовых отходов на соответствующих местах;

Улучшение качества сети автодорог и подъездных путей, уменьшение числа произвольно прокладываемых грунтовых автоколей разрушающих поверхностный слой пустынной почвы;

Осуществление контроля за упорядочением движения автотранспорта;

Своевременный демонтаж отработавших металлоконструкций и оборудования, рекультивация земли на участках, где поверхностный слой грунта был разрушен;

Во избежание загрязнения почвенно-растительного покрова сопредельной территории, все объекты на буровой площадке (емкости, места размещения ГМС и т.д.) и сама площадка должны иметь обваловку.

Таблица 11.2-1 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Растительность				
Химическое загрязнение (при нормальном режиме эксплуатации)	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой незначимости 1
Химическое загрязнение (при аварийных ситуациях)	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	низкой значимости 2

РАЗДЕЛ 12. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

Животный мир на большей части территории обеднен, однако определенное воздействие будут испытывать практически все виды животного мира, живущие на данной территории.

Вне производственных площадок, прямое воздействие будет проявляться фрагментарно, в виде разрушения местообитаний, снижения продуктивности кормовых угодий, фактора беспокойства при движении транспортных средств.

Непосредственно в производственной зоне строительства скважин пресмыкающиеся, птицы и млекопитающие будут вытеснены на расстояние до 150 м.

Опосредованное воздействие проявится в запылении и, возможно, химическом загрязнении продуктами сгорания топлива от автотранспорта и стационарного оборудования почв и растительности, что может привести к изменениям характера питания животных. Однако активный ветровой режим и высокая скорость рассеивания загрязнителей в атмосфере практически полностью сведут воздействия этого типа к минимуму.

На сопредельных с производственными площадками территориях наземная фауна будет испытывать как прямой, так и опосредствованный характер воздействий, однако ведущим видом воздействия будет фактор беспокойства. Следует отметить, что на синантропные виды животных фактор беспокойства воздействовать практически не будет.

Фактор беспокойства. Техника, задействованная при строительстве скважины, будет создавать шум, пугающий животных и вынуждающий их покидать привычные места обитания. Учитывая, что участок имеет сравнительно небольшую площадь и не является постоянным местом обитания важных в хозяйственном отношении видов и, учитывая временный характер воздействия, данный фактор оценивается как допустимый.

Отходы потребления, при условии их утилизации в соответствии с проектными решениями будут оказывать минимальное влияние на представителей животного мира, хотя в районах утилизации хозяйственно-бытовых отходов возможно увеличение численности грызунов и птиц.

На нарушенных песчаных участках возможно увеличение численности таких типичных псаммофилов, как тушканчики, песчаные и ушастые круглоголовки. Вместе с тем эти территории становятся совершенно непригодными для существования лисиц, зайцев-толаев, многих птиц.

Одной из причин привлекательности для некоторых грызунов придорожных участков можно считать более разрыхленный грунт, облегчающий устройство нор, и лучшие кормовые условия вследствие изменения растительного покрова за счет вселения рудеральных форм и хорошего развития различных эфемеров. Важное значение указанных факторов для расселения и расширения ареалов отмечено также для песчанки и малого суслика.

Вытесненные с территории активного хозяйственного освоения пустынные виды животных будут заменены синантропными видами, основное значение среди которых будет принадлежать птицам и грызунам.

В современных условиях лучше выживают и даже процветают животные, способные обитать в измененных биотопах, переходить на новые доступные кормовые объекты, включаясь в иные трофические цепи. Такие виды оказываются строителями биогеоценозов в измененных условиях, быстро расселяются по антропогенным угольям, вдоль транспортных путей, вокруг временных построек и инженерных сооружений. К подобным животным относится большая песчанка. Повышенной плотностью колоний этих зверьков характеризуются как новые, так и старые грунтовые дороги. Поселения больших песчанок тянутся плотными длинными цепочками по краям и по соседству с дорогами, которые представляют собой хороший пример «экологических русел», по которым происходит освоение окружающих пространств этими и некоторыми другими грызунами.

В целом, население наземных позвоночных животных на территории участков расположения скважин и прилежащих ландшафтах в большую часть года (с ноября по апрель и в летний период с июля по сентябрь) представлено небольшим числом видов, а их численность незначительна. Крупные млекопитающие (волк, лисица, сайгак и др.), обычные в сходном ландшафте, вытеснены из исследуемой территории и замещены животными, связанными с постройками человека (синантропными видами). На более возвышенных участках территории доминирующим видом из млекопитающих является большая песчанка, численность которой на отдельных участках достигает 5-6 особей на 1 га.

При низкой численности животных ограничений на проведение производственных работ не потребуется. Непосредственно на территории месторождения аборигенные формы птиц и млекопитающих будут вытеснены и заменены синантропными видами, представленными из птиц: ласточками, воробьями, сизым голубем и др., из млекопитающих – домовою мышью, серой крысой.

В целом, при низкой численности и плотности населения животных на территории, интенсивность воздействия на животный мир основных операций оценивается как незначительная.

Таким образом, в принятой шкале оценок, воздействие на животный мир района при реализации проекта будет выражаться в следующем:

масштаб воздействия – локальный;

временной аспект – средний;

интенсивность воздействия - незначительная.

Таблица 12-1.

Интегральная (комплексная) оценка воздействия на растительность и животный мир

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная оценка
Растительность	Локальный (1)	средний (2)	слабая (2)	4	низкая
Животные	Локальный (1)	средний (2)	Незначительная (1)	2	низкая

В целом при соблюдении всех проектных решений, воздействие на растительность (не более 4 баллов) и животный мир (не более 2 баллов) будет низкой значимости –

последствия испытываются, но величина воздействий низка и находится в пределах допустимых стандартов.

12.1. Мероприятия по снижению степени воздействия на животный мир

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель.

Для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Для сохранения среды обитания животных необходимо ограничить количество подъездных дорог.

Требуется учитывать, что территория месторождения является зоной стабильной природно-очаговой эпизоотии инфекционных заболеваний. Многие из обитающих здесь грызунов являются носителями опасных болезней (песчанки).

Следует предусмотреть мероприятия, ограничивающие контакты обслуживающего персонала с носителями переносчиков опасных заболеваний, обращая внимание на расположение особо крупных колоний этих животных.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу РК. В частности пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся.

РАЗДЕЛ 13. ФАКТОРЫ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

13.1. Производственный шум

Наряду с загрязнением воздуха, шум становится отрицательным фактором воздействия на человека. Беспорядочная смесь звуков различной частоты создает шум. Уровень шума измеряется в децибелах (дБА).

Транспортные факторы: интенсивность движения, состав парка машин, скорость движения, транспортно-эксплуатационное состояние дороги оказывают наибольшее влияние на уровень шума. Уровень шума в зависимости от типа автомобиля изменяется в значительной степени. Грузовые автомобили, особенно с дизельными двигателями, вызывают уровни шума на всех режимах работы на 10-15 дБА выше, чем легковые. Особую проблему составляют шумы большегрузных самосвалов, работающих в карьерах, когда ограничены их скоростные возможности и велико удельное время их работы в режиме холостого хода.

Шумовой эффект будет наблюдаться непосредственно на производственной площадке объекта. Согласно литературным данным уровень звука, создаваемый передвижными источниками, составляет:

- погрузочные машины - 105 дБА (децибелы);
- автомобили - 89-99 дБА.

Для многих людей шум является причиной нервных расстройств, нарушения сна, головных болей, повышения кровяного давления, нарушения и потери слуха. Заболевание слухового аппарата может наступить при непрерывном шуме свыше 100 дБ. Поэтому оценка воздействия звукового давления на сотрудников, принимающих участие в работах, имеет важное медико-профилактическое значение.

Нормативные документы устанавливают определенные требования к методам измерений и расчетов интенсивности шума в местах нахождения людей, допустимую интенсивность фактора и зависимость интенсивности от продолжительности воздействия шума. В соответствии с нормами для рабочих мест в производственных помещениях считается допустимой шумовая нагрузка 80 дБ. При производственных работах на открытой территории шумовые нагрузки будут зависеть от ряда факторов.

Уровень шума на открытых рабочих площадках зависит от расстояния до работающего агрегата, а также от того, где находится само работающее оборудование - в помещении или вне его, от наличия ограждения, положения места измерения относительно направленного источника шума, метеорологических условий и др.

Внешний шум автомобилей принято измерять в соответствии с ГОСТ 19358-85.

Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука - 89 дБ; грузовые - дизельные автомобили с двигателем мощностью 162 кВт и выше - 91 дБ.

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ. Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др.

В условиях транспортных потоков при проведении работ, будут преобладать кратковременные маршрутные профили. Использование автотранспорта для обеспечения

работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не должно превышать допустимых нормированных шумов - 80 дБ.

Снижение звукового давления на производственном участке достигается при разработке специальных мероприятий по снижению звуковых нагрузок. К мероприятиям такого характера относятся: оптимизация и регулирование транспортных потоков; уменьшение, по мере возможности, движения грузовых автомобилей большой грузоподъемности; создание дорожных обходов; возведение звукоизолирующего ограждения вокруг генератора и др.

13.2. Электромагнитные излучения

Неконтролируемый постоянный рост числа источников электромагнитных излучений (ЭМИ), увеличение их мощности приводят к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные станции, электрические двигатели, персональные компьютеры (ПК) широко используемые в производстве - все это источники электромагнитных излучений. Беспокойство за здоровье, предупреждение жалоб должно стимулировать проведение мероприятий по электромагнитной безопасности. В этой связи определяются наиболее важные задачи, по профилактике:

- заболевания глаз, в том числе хронических;
- зрительного дискомфорта;
- изменения в опорно-двигательном аппарате;
- кожно-резорбтивных проявлений;
- стрессовых состояний;
- изменений мотивации поведения;
- эндокринных нарушений и т.д.;

Вследствие влияния электромагнитных полей, как основного и главного фактора, провоцирующего заболевания, особенно у лиц с неустойчивым нервно-психологическим или гормональным статусом все мероприятия должны проводиться комплексно, в том числе:

- возможные системы защиты, в том числе временем и расстоянием;
- противопоказания для работы у конкретных лиц;
- соблюдение основ нормативной базы электромагнитной безопасности.

Источниками электромагнитного излучения являются системы связи, телефоны, мобильное радио, компьютеры, а также трансформаторы и др. оборудование.

13.3. Защита от шума, вибрации и ультразвука

Во всех случаях наибольшая эффективность защиты достигается:

- при уменьшении интенсивности шума и вибрации в источнике их возникновения путем выбора специальной конструкции совершенного, бесшумного оборудования и инструмента, использование соответствующих материалов, высокого качества изготовления деталей, их правильного монтажа и оборудования;
- при использовании виброизолирующих устройств и вибропоглощающих материалов;
- при использовании различных средств индивидуальной защиты (антифоны, беруши, шумозащитные наушники ВЦИИОТ, шлемы, виброизолирующие перчатки

и обувь) изготовленных из пластичных (неопрен, воск) и твердых (резина, эбонит) материалов;

- для измерения шума и вибрации возможно применение универсальных виброшумоизмерительных комплектов, шумомеров, переносных виброметров и др., для измерения уровней ультразвука анализаторы, конденсаторные микрофоны, комплекты портативной аппаратуры для измерения частот до 50 тыс. Гц.

13.4. Мероприятия по снижению шумового, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Во всех случаях наибольшая эффективность защиты достигается:

- при уменьшении интенсивности шума и вибрации в источнике их возникновения путем выбора специальной конструкции совершенного, бесшумного оборудования и инструмента, использование соответствующих материалов, высокого качества изготовления деталей, их правильного монтажа и оборудования;
- при использовании виброизолирующих устройств и вибропоглощающих материалов;
- при использовании различных средств индивидуальной защиты (антифоны, беруши, шумозащитные наушники ВЦИИОТ, шлемы, виброизолирующие перчатки и обувь) изготовленных из пластичных (неопрен, воск) и твердых (резина, эбонит) материалов;
- для измерения шума и вибрации возможно применение универсальных виброшумоизмерительных комплектов, шумомеров, переносных виброметров и др., для измерения уровней ультразвука анализаторы, конденсаторные микрофоны, комплекты портативной аппаратуры для измерения частот до 50 тыс. Гц.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30\%$.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на период строительства скважин позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы.

В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны месторождения не ожидается.

13.5. Комплексная оценка воздействия

По принятой и существующей методике оценки воздействия: физические составляющие воздействия (шум, вибрация, электромагнитное излучение) на проектируемом предприятии по строительству скважины и в штатном режиме ее эксплуатации, можно оценить следующим образом: пространственный масштаб – *локальный (1балл)*, временной масштаб – *средний (2 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная*. Общая интегральная оценка *2 балла – низкого уровня*, т.е. негативного воздействия на природные среды, работающий персонал, и местное население оказываться не будет.

Табл. 13.5-1. Интегральная (комплексная) оценка воздействия от физических факторов

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная оценка
Физические (шум, вибрация, электромагнитное излучение)	Локальный (1)	Средний (2)	Незначительная (1)	2	низкая

РАЗДЕЛ 14. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

14.1. Понятие и определение

Составной частью управления промышленной безопасностью любого производственного объекта является анализ риска. Наиболее актуален этот вопрос для опасных производственных объектов, к которым относятся месторождения нефти и газа, на которых осуществляется бурение скважин, добыча, сбор, подготовка, хранение и транспорт нефти. Возможные аварии при бурении скважины могут повлечь за собой загрязнение природной среды и представляют опасность для здоровья и жизни персонала.

Применение любых технических средств защиты на производстве не исключает возможность аварий. Традиционное реагирование на различные проявления аварийности в промышленности на основе оценки последствий произошедших аварий показало свою неэффективность. Для разработки обоснованных рекомендации по уменьшению риска от проектируемой деятельности, выявления наиболее опасных технологических объектов необходимо проведение анализа риска аварий для каждого проектируемого объекта.

К экологически опасным видам деятельности относятся все предприятия, осуществляющие выброс в атмосферу вредных веществ 1-2 классов опасности и размещающие на своей территории производственные отходы «янтарного списка» по уровню опасности.

В настоящее время оценка возможных аварийных ситуаций на предприятии, масштабов аварий приобретает практическое значение.

Под авариями понимается отклонение от обычно допустимых эксплуатационных условий деятельности, которое вызывает негативное воздействие на здоровье людей и окружающую природную среду. Опасность аварий связана с возможностью разрушения зданий и сооружений, взрывом и выбросом опасных веществ в атмосферный воздух.

Оценка риска аварий проводится для определения вероятности (или частоты) и степени тяжести последствий аварий для здоровья персонала, населения близлежащих населенных пунктов и окружающей среды.

На этапе проектирования объекта анализ риска проводится для:

- Выявления опасностей и проведения априорной оценки риска с учетом воздействия поражающих факторов аварий на персонал, население и окружающую среду;
- Выбора оптимального варианта размещения объекта, технических устройств, зданий и сооружений с учетом особенностей местности;
- Обеспечения информацией для разработки технологического регламента и Плана ликвидации аварий.

14.2. Аварийные ситуаций, возможные в процессе бурения

К особо опасным объектам нефтегазового комплекса в первую очередь относятся буровые скважины, которые в случае аварии или осложнения могут принести непоправимый вред, как здоровью производственного персонала, так и проживающему населению и окружающей природной среде.

В процессе бурения могут возникнуть следующие осложнения:

- нефтегазопроявления, как управляемые, так и неуправляемые – открытое фонтанирование (ОФ);
- поглощения промывочной жидкости и тампонажного раствора (частичные или катастрофические);
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, овалы);
- самопроизвольное искривление оси скважин;
- прихват или обрыв бурового инструмента;
- осложнения при перфорационных и геофизических работах в скважинах.

14.3. Причины возникновения аварийных ситуаций

Основные причины возникновения аварийных ситуаций при проведении всех видов работ можно классифицировать по следующим категориям;

- технологические отказы, обусловленные нарушением норм технологического режима производства или отдельных технологических процессов;
- механические отказы, вызванные частичным или полным разрушением или износом технологического оборудования или его деталей;
- организационно-технические отказы, обусловленные прекращением подачи сырья, электроэнергии, ошибками персонала и т.д.;
- чрезвычайные события, обусловленные пожарами, взрывами, в том числе, на соседних объектах;
- стихийные, вызванные стихийными природными бедствиями – землетрясения, наводнения, сели и т.д.

14.4. Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций

Для предупреждения и ликвидации последствий от аварий при бурении необходимо решать следующие главные задачи:

- Внедрять на буровых установках дистанционное управление лебедкой, ротором и спускоподъемным инструментом из специальных кабин, которое дает

возможность создать безопасные и комфортные условия труда буровой бригаде, решить вопросы обогрева рабочих мест, облегчить труд работающих, снизить травматизм при спускоподъемных операциях, обслуживания на буровой;

- Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов, систем защиты и контроля за производственными процессами на опасном оборудовании в соответствии с требованиями, установленными законодательством Республики Казахстан;
- Организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением технологических параметров бурения нефтяных скважин, требований промышленной безопасности;
- Проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений, технических устройств, оборудования, материалов и изделий, применяемых на нефтепромысле в порядке и сроки, установленные правилами промышленной безопасности;
- Осуществлять эксплуатацию технических устройств, оборудования, материалов и изделий, применяемых на месторождении, прошедших сертификацию и доступ к промышленному применению, в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;
- Допускать к работе должностных лиц и работников, соответствующих установленным требованиям;
- Предотвращать проникновение на нефтяные объекты посторонних лиц;
- Разрабатывать и выполнять мероприятия, направленные на предупреждение и ликвидацию аварий и их последствий;
- Проводить анализ причин возникновения аварий, осуществлять мероприятия по их устранению, оказывать содействие в расследовании их причин;
- Незамедлительно информировать уполномоченный государственный орган в области промышленной безопасности, органы местного государственного управления, население и работников о произошедших авариях;
- Формировать финансовые, материальные и иные средства на обеспечение безаварийной работы;
- Производить постоянную подготовку обслуживающего персонала и технических средств к организованным действиям при аварийных ситуациях и планирование их действий.

14.5. Анализ риска, возможный ущерб

Анализ возникновения открытого фонтанирования как одного из самого опасного вида аварий в процессе бурения показывает, что данный вид аварии потенциально возможен в результате нарушения технологического процесса работ, норм противofонтанной безопасности, халатности персонала или недостаточной обученности.

Риск открытого фонтанирования оценен как низкий при бурении скважин.

Существует количественная характеристика вероятности нежелательных событий и величины ущерба при бурении скважин. Вероятность событий определена на основе статистических анализов событий на аналогичных объектах. В качестве коэффициентов вероятности событий рекомендуется использовать следующие величины:

- вероятность аварии при бурении эксплуатационной скважины с выбросом пластового флюида – 9×10^{-4} скв./год;

- вероятность поражения человека при воздействии токсиканта при ПДК рабочей зоны равного 1 оценивается как 1×10^{-5} чел./год;
- вероятность аварии с отказом оборудования – 1×10^{-3} ;
- вероятность выброса с повреждающим экосистему эффектом – 1×10^{-3} .

14.6. Мероприятия по технике безопасности

Полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении соответствующих работ. Предусмотрено обязательное обеспечение бригад медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

14.7. Природоохранные мероприятия

При проведении работ предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды: внедрение комплексной системы управления безопасностью и качеством, контроль уровня шума на участках работ. Утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей своевременно устраняются и не допускается загрязнение почв. Для сбора отработанных масел используются специальные емкости. После окончания работ участки очищаются от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ. Отработанное масло отправляется на переработку. Буровой раствор готовится и обрабатывается в циркуляционной системе. Применяется обратное водоснабжение с очисткой и использованием буровых сточных вод (БСВ). После окончания работ будет выполняться рекультивация земель, выданных во временное пользование.

На проектируемых объектах общие меры безопасности включают перечень действующих лицензий Республики Казахстан на осуществление видов деятельности, связанных с повышенной опасностью. Система контроля за безопасностью предусматривает выполнение требований нормативно-технической документации по промышленной и пожарной безопасности, требований органов государственного надзора.

Одним из основных мероприятий, направленных на повышение безопасности эксплуатации опасных производственных объектов, является выполнение требований техники безопасности, здравоохранения и охраны окружающей среды и выполнения соответствующих законодательных актов Республики Казахстан.

Предотвращение загрязнения территории, продуктивных горизонтов и обводнения, перетоков и открытых выбросов, соблюдение требований действующих Законодательств о земле, воде, лесах, недрах (охране окружающей среды) намечается обеспечить следующими общими мерами.

Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных бетонированных площадках,

возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом. Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключаяющих его утечку.

Дозировку химических реагентов будут производить только в специально оборудованных местах, исключаяющих попадание их в почву и водные объекты.

Отходы бурения и твердо – бытовые отходы будут вывозиться и утилизироваться подрядными компаниями на Договорной основе.

Общий план охраны недр и окружающей природной среды включает мероприятия по четырем направлениям: защите атмосферного воздуха, почвенных ресурсов, подземных вод и охрану недр.

По защите атмосферного воздуха предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- исключить случайные и аварийные разливы нефтепродуктов;
- оборудовать емкости для хранения нефтепродуктов дыхательной аппаратурой;
- максимально использовать буровое и технологическое оборудование с электрическим приводом;
- предотвращать выбросы нефти при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважин созданием противодействия столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление, установкой на устье скважин противовыбросового оборудования;
- осуществлять мониторинг атмосферного воздуха.

Расположение бурового комплекса на значительном удалении от населенных пунктов, высокая рассеивающая способность атмосферы региона, предусмотренные проектом мероприятия по защите атмосферы от загрязнения, позволяют оценивать воздействие на атмосферный воздух на этапе проходки скважины как незначительное.

По почвенно-географическому районированию объекты бурения располагаются на землях пастбищного назначения.

Мероприятия по охране земельных ресурсов должны предусматривать использование земельного участка в соответствии с целевым назначением, то есть:

проведение проектируемых работ строго в пределах отведённого земельного участка;

движение автотранспорта осуществлять только по существующим или временно проложенным автодорогам;

своевременно проводить рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств для вовлечения их в хозяйственный оборот.

Применение природоохранных технологий производства для исключения причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности предусматривает:

- использование передовых технологий и современного оборудования;
- использование экологически безопасных химических реагентов;
- соблюдение технологических режимов и исключение аварийных выбросов и сбросов;
- исключение утечек ГСМ;
- строгий контроль герметизации оборудования.
- Необходимо регулярно осуществлять мониторинг почв в целях предотвращения развития деграционных процессов в результате техногенного воздействия.

При отрицательных результатах бурения скважины ликвидируются. Ликвидация скважин должна проводиться согласно «Положению о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружения» №63 от 2.06.1995г., а консервация – на основании «Положения о порядке консервации скважин на нефтяных, газовых месторождениях, подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях термальных вод» № 62 от 2 июня 1995 г., утвержденных МНПиГП, МГиОН Республики Казахстан. Ликвидационные работы должны быть осуществлены по согласованной и утвержденной «Программе ликвидации» конкретной скважины силами Оператора проекта.

После завершения всех работ на площади, в соответствии с «Земельным кодексом» РК недропользователем оформляется акт о передаче восстановленных земель землевладельцу.

Снижение техногенной нагрузки и предотвращение загрязнения подземных вод обеспечивается реализацией следующих мероприятий.

Бурение скважин должны проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

Испытание скважин не должно производиться при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, отсутствии цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и т.д.

Необходимым условием применения химических реагентов при бурении и испытании скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химических реагентов для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной, или не проверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение хода основного процесса, негерметичность эксплуатационных колонн.

При закачке в пласт ингибиторов во избежание их разлива используется только специализированная техника.

Освоение скважин после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

Если в процессе испытания скважин появляются признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

Запрещается сброс пластовой воды на дневную поверхность, закачка в подземные горизонты, приводящие к загрязнению подземных вод, а также слив жидкостей, содержащих сероводород, в открытую систему канализации без нейтрализации.

Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируется соответствующими статьями законодательных актов «О недрах и недропользовании» и «Экологическим кодексом РК».

Запрещается размещение на территории объектов шламовых амбаров.

Предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию осуществляется обеспечением:

Работы должны проводиться на высоких техническом и технологическом уровнях, с использованием всех достижений науки и техники. При этом играет роль не только технология бурения, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, открытые водонефтяные фонтаны, как правило, происходят из-за нарушений исполнителями правил ведения работ. С целью предотвращения образования межпластовых перетоков следует обратить особое внимание на качество цементирования.

Проведение буровых операций, с учетом требований нормативной базы Республики Казахстан, должно осуществляться с соблюдением таких мероприятий, как:

- обязательность монтажа сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО) для предотвращения выбросов, открытого фонтанирования;
- обязательность учета особенностей геологического строения при расчёте конструкций скважины;
- необходима разработка плана ликвидации возможных осложнений в процессе бурения скважины и мероприятий, направленных на предупреждение причин, снижающих надёжность скважины;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- обеспечение надёжной изоляции нефтяных, газовых и водоносных интервалов друг от друга высоким качеством цементации;
- использование технологического оборудования, отвечающего требованиям международных стандартов;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- применение экологически безопасных сертифицированных компонентов бурового и цементного растворов.

Соблюдение нормативных требований и выполнение разработанных мероприятий, обеспечивающих минимизацию техногенного воздействия на недра и окружающую среду, обеспечивают сохранение естественного экологического равновесия.

В целях контроля состояния компонентов окружающей среды в районе проводимого бурения на буровых площадках должен осуществляться производственный мониторинг окружающей среды.

В случае аварийных ситуаций предусмотрены системы аварийной остановки оборудования на всех объектах и на каждом участке.

Технические решения по обеспечению промышленной безопасности предусматривают предупреждение аварийных выбросов опасных веществ, развития аварий, локализацию выбросов и обеспечение взрыво- и пожаробезопасности.

Произведенная оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций в процессе выполнения работ на Контрактной территории показывает, что работы находятся в области приемлемого риска. Эффективная технология и реализуемые меры обеспечивают достаточный уровень промышленной безопасности.

РАЗДЕЛ 15. СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод, так и в сторону ухудшения социальной и экономической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий.

Последствия проектируемых работ на участке, имеющие отношение к изменению состояния природной среды и их оценка детально изложена выше. В данном разделе будет сделана попытка оценить воздействие проекта на интересы различных групп населения, затрагиваемые при реализации проекта.

Проведение проектных работ прямо или косвенно касается следующих моментов, затрагивающих интересы проживаемого в районе влияния проектируемой деятельности населения: традиционные и юридические права на пользование земельными ресурсами; использование территории лицами, не проживающими на ней постоянно; характер использования природных ресурсов; состояние объектов социальной инфраструктуры.

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет, т.е. во время проведения сейсморазведочных работ посещение будет ограничено.

На ней также отсутствуют памятники истории и культуры, могущие представлять специальный интерес для исследований.

Интересы жителей поселков мало связаны с территорией проведения работ, поскольку каких-либо объектов, привлекательных для посещения вне связи с производственной деятельностью, на ней нет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет.

Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

15.1. Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль. На

территории исследований роль промышленного производства крайне незначительна и источники загрязнения практически отсутствуют, состояние здоровья населения больше зависит от социальных факторов.

При проведении буровых работ загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, незначительны и нетоксичны. Все отходы собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

15.2. Оценка воздействия на социально-экономическую сферу

При проведении оценки воздействия на социальную среду используются несколько другие критерии, чем при оценке воздействия на природную среду. Понятно, что реализация любого проекта, не влекущего положительного воздействия на социальную сферу, бессмысленна, в связи с чем необходима детальная оценка как положительных, так и отрицательных аспектов изменений. Разность между выгодами, получаемыми обществом при реализации проекта, и степенью негативного воздействия на природную среду при его осуществлении, является мерой экологической целесообразности самого проекта.

Очевидно, что любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона, как в сторону увеличения материальных благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий.

Негативное воздействие от проведения какого-либо вида работ может проявляться в том, что для проведения работ из сельскохозяйственного оборота изымаются земельные площади, что приводит к сокращению пастбищных угодий. Однако, рассматриваемый район относится почти что к такырам.

Основной мерой воздействия на социальную сферу в настоящее время является изменение уровня жизни, который оценивается по множеству параметров, основными из которых являются: здоровье населения; демографическая ситуация, уровень образования, трудовая занятость, уровень науки и культуры, степень развития экономики, доходы населения и пр.

Критерии оценки изменений в социально-экономической сфере отражают только пространственные масштабы воздействия, которые достаточно уверенно прогнозируются на основании имеющегося опыта.

Таблица 15.2-1 - Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта

Тип воздействия при реализации проекта	Компонент социально-экономической среды
Стимуляция экономической активности, развитие конкуренции, создание новых видов производств	Экономика

Сохранение старых и создание новых рабочих мест	Трудовая занятость
Улучшение медицинского обслуживания, повышение уровня жизни	Здоровье населения
Стимуляция научно-прикладных разработок и исследований, рост потребности в квалифицированных кадрах	Образование и научная сфера
Улучшение демографической ситуации в связи с ростом уровня жизни	Демографическая ситуация
Повышение доходов населения в связи со стабильной высокооплачиваемой работой	Доходы населения
Материальная поддержка культурных мероприятий, сохранение исторических памятников	Культурная среда
Повышение уровня инфляции за счет удорожания земли, жилья, услуг	Инфляция

Интегральная оценка воздействия на социально-экономические аспекты реализации проекта приведена в таблицах 15.2-2.

Таблица 15.2-2 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты

Компонент социально-экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка воздействия
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний (+)	Положительное
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный (+)	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Сильный (+)	
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Средний (+)	
Доходы населения	Рост доходов в связи с созданием рабочих мест и увеличением уровня заработной платы	Средний (+)	Положительное
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый (-)	Низкое
Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный (+)	Положительное
Экономика	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный (+)	Положительное
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный (+)	Положительное
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный (+)	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный (+)	Положительное

Природоохранные мероприятия. Разработка природоохранных мероприятий не требуется.

15.3. Предложения по организации и составу проведения специальных комплексных изысканий и исследований

При дальнейшей разработке проекта ОВОС к проекту строительства скважин рекомендуется:

- Проведение ежеквартальных мониторинговых исследований на территории месторождения для оценки современного экологического состояния отдельных компонентов природной среды и экосистем в целом, их устойчивости к техногенным воздействиям и способности к восстановлению;
- Комплексное изучение природных и техногенных условий территории, ее хозяйственного использования и социальной сферы;
- Оценка экологической опасности и риска;
- Разработка рекомендаций по предотвращению вредных и нежелательных экологических последствий инженерно-хозяйственной деятельности и обоснование природоохранных и компенсационных мероприятий по сохранению, восстановлению и оздоровлению экологической обстановки.

15.4. Определения значимости (интегральной оценки) воздействия

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Значимость воздействия определяется по трем градациям:

Значимость (интегральная оценка воздействия)	Определение
Высокая	<ul style="list-style-type: none"> • Деятельность вызывает негативные изменения в физической среде на значительной площади • Деятельность вызывает изменения в экосистемах, далеко выходящие за пределы природной изменчивости. Восстановление экосистем может быть очень длительным или невозможным
Средняя	<ul style="list-style-type: none"> • Деятельность вызывает локальные негативные изменения в физической среде • Деятельность вызывает негативные изменения в экосистемах, которые могут превышать предел природной изменчивости. Экосистемы сохраняют способность к полному самовосстановлению
Низкая	Негативные изменения в физической среде или экосистемах мало заметны или отсутствуют
Положительная	Позитивные изменения в физической среде или экосистемах

При оценке воздействия на социальную сферу используются несколько другие критерии, чем при оценке воздействия на природную среду. Очевидно, что реализация любого проекта, не влекущего положительных воздействий в социальной сфере, бессмысленна, в связи с чем необходима детальная оценка как положительных, так и отрицательных аспектов изменений. Разность между выгодами, получаемыми обществом при реализации проекта, и степенью негативного воздействия на природную среду при его воплощении, является мерой экологической целесообразности самого проекта.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных

последствий. Основной мерой воздействия на социальную сферу в настоящее время является изменение уровня жизни, который оценивается по множеству параметров, основными из которых являются здоровье населения, демографическая ситуация, уровень образования, трудовая занятость, уровень науки и культуры, степень развития экономики, доходы населения и т.д.

Критерии оценки изменений в социально-экономической сфере отражают только пространственные масштабы воздействия, которые достаточно уверенно прогнозируются на основании имеющегося опыта. Оценка изменений во временном масштабе затруднена в связи с тем, что сроки реализации социальных деклараций в значительной мере зависят от управленческих решений и других факторов, не относящихся к реализации проекта, и более-менее уверенно прогнозировать их не представляется возможным.

Степень воздействия на социально-экономическую среду как положительной, так и отрицательной направленности оценивается пространственными масштабами воздействия, которые ранжируются следующим образом:

- незначительное – каких-либо заметных изменений социально-экономического положения нет;
- слабое – изменение параметров социально-экономической сферы на территории размещения объекта, отдельном предприятии;
- умеренное – изменение социально-экономической ситуации в близлежащих населенных пунктах, отдельных секторах экономики;
- среднее – изменение социально-экономической ситуации в пределах административного района;
- сильное – инвестиции в экономику, изменение социально-бытовых условий, уровня жизни населения на уровне области;
- национальное – изменение социально-экономических условий, демографических тенденций, экономической структуры производства в масштабе Республики.

РАЗДЕЛ 16. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Проведение производственного экологического контроля осуществляется согласно Экологического Кодекса РК. Составной частью контроля является экологический мониторинг, который выполняется на основе Программы, согласованной с государственными контролирующими органами. В настоящей главе приводятся предложения по составлению программы экологического мониторинга, для объекта, связанного с проведением бурения.

Программа мониторинга направлена на организацию наблюдений, сбора данных, проведение анализа с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации загрязняющего воздействия на компоненты природы, связанных с проведением разведочного бурения.

Основными задачами производственного мониторинга являются:

- Организация и ведение наблюдений за состоянием окружающей среды;
- Сбор, хранение и обработка исходных данных о состоянии окружающей среды;
- Оценка состояния окружающей среды и природопользования;
- Сохранение и обеспечение распространения экологической информации.

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

Мероприятия в части мониторинга за состоянием эмиссий в окружающей среде в период проведения бурения должны включать: непрерывный контроль над выбросами, сбросами загрязняющих веществ в атмосферу, визуальный осмотр оборудования на предмет обнаружения разливов или утечек.

Мониторинг атмосферного воздуха.

Целью мониторинга атмосферного воздуха является получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, в районе прилегающей к объекту территорий и на границе Санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

Организация контроля, размещение, количество постов, программа и сроки наблюдений проводятся согласно ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов», ГОСТ 12.1.005-88 и РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы» план графики контроля.

Мониторинг качества водных ресурсов.

В настоящее время судить о качественных характеристиках воды можно только путем сопоставления измеренных показателей с нормативными, характеризующими предельно допустимую концентрацию того или иного вещества в водном объекте. Такие количественные оценки степени загрязненности водных ресурсов, оперативный контроль над уровнем загрязнения требуют правильно организованные стационарные сетевые наблюдения.

Основными задачами мониторинга качества (или загрязнения) вод являются наблюдение, оценка их состояния после завершения операций. В рамках проведения мониторинга должны определяться следующие параметры:

Физические и физико-химические;

Металлы;

Неметаллы;

Органические компоненты.

При отборе проб необходимо руководствоваться ГОСТ Р 51592-2000, Вода. Общие требования к отбору проб. Результаты анализов наблюдений должны сопоставляться с данными «фоновых» характеристик качества и количества водных ресурсов.

Мониторинг земель.

Целью программы мониторинга почв должны быть:

Оценка существующих уровней загрязняющих веществ, находящихся в почве, а также колебания их количества во времени и пространстве;

Определить непосредственную или потенциальную доступность почв для биологических систем (нарушенность структуры).

Основным гигиеническим критерием оценки опасности загрязнения почвы химическим веществом является ПДК – предельно допустимая концентрация этого вещества (в мг/кг пахотного слоя абсолютно сухой почвы), установленная в экстремальных почвенно-климатических условиях, которая гарантирует отсутствие отрицательного прямого или опосредованного воздействия на здоровье человека, его потомство и санитарные условия жизни населения.

Основными задачами мониторинга качества (или загрязнения) почв являются в нашем случае выделение загрязнений - нефтепродуктов. Одновременно устанавливаются и оцениваются процессы, приводящие к эрозии, выветриванию и т.д.

Для прогноза и определения динамики распространения загрязнения исследования должны проводиться по 2 направлениям – восток и запад. По каждому из направлений будут заложены пробоотборные точки на расстоянии 100 и 300 метров. Горизонт отбора 0-20 см. Всего отбирается 4 проб. Рекомендуется также отобрать на границе СЗЗ, жилой зоны, а также необходимо иметь сведения о «фоновых» характеристиках качества почв.

При отборе проб необходимо руководствоваться следующими стандартами: ГОСТ 17.4.3.01-83. Общие требования к отбору проб; ГОСТ 17.4.4.02-84. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа; ГОСТ 28168-89. Отбор проб.

Мониторинг отходов.

На площадке расположения скважин будут образовываться следующие виды отходов:

Промышленные;

Отходы потребления.

К отходам производства (промышленным) относятся:

- промасленная ветошь;
- отработанные масла;
- отходы бурения;
- огарки электродов.

К отходам потребления (бытовым, коммунальным) относятся:

твердые бытовые и пищевые отходы, образующиеся в результате амортизации предметов и самой жизни эксплуатационного персонала;

Образующиеся отходы до вывоза по договорам временно хранятся на территории предприятия:

- твердые бытовые и пищевые отходы – контейнеры на выгороженной бетонированной площадке.

Вывоз отходов будет осуществляться по договору со специализированной организацией, которые занимаются переработкой отходов или имеют полигоны для их захоронения или же передаются в шламонакопитель для временного хранения:

Таким образом, все перечисленные отходы, способ их хранения и утилизация свидетельствуют о том, что их формирование и пребывание на территории объекта не окажет какого-либо воздействия на состояние природной среды.

На основании вышеизложенных фактов, мониторинг отходов производства и потребления будет сводиться к учету движения (поступление, хранение и вывоз) всех видов отходов, с указанием даты образования, краткой характеристики (тип), маркировки, с учетом класса опасности, даты и способа хранения, утилизации и захоронения.

Мониторинг радиологической обстановки.

Одним из источников радиоактивного загрязнения может быть действующее и старое оборудование, долгое время контактировавшее с углеводородами и пластовыми водами - трубопроводы, ёмкости и резервуары, задвижки и вентили и пр. Наиболее опасными производственными отходами являются скопления нефтешлама, ржавчины,

солей и отложения их на внутренних поверхностях производственного оборудования, где кратность ПДУ радионуклидов составляет в них десятки и сотни единиц.

Опасность этих источников радиоактивного загрязнения в том, что отмечаются случаи использования местным населением такого оборудования в личном хозяйстве. В результате этого существует реальная опасность распространения радиоактивного загрязнения в близлежащие к месторождению населенные пункты.

Для контроля и оценки радиационной ситуации на территории будет проверяться уровень гамма-радиоактивности всего действующего на месторождении оборудования, контактирующего с нефтью и пластовыми водами.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств. Основной задачей является выявление радиоактивных источников техногенного и природного происхождения, очагов локализации, а также их радиационная оценка.

По мощности экспозиционной дозы (МЭД) локального или площадного излучения аномальные повышения классифицируются на три класса:

Природные и техногенные источники излучения естественных радионуклидов с МЭД до 60 мкР/час, которые рассматриваются как фоновые.

Аномалии с МЭД от 60 до 100 мкР/час оцениваются как объекты, не подлежащие дезактивации, и регистрируются как радиоактивные аномалии.

Объекты с МЭД более 100 мкР/час, исключая природные образования урановой и ториевой минерализации на месте их залегания, классифицируются как участки техногенного радиоактивного загрязнения, подлежащие дезактивации, что соответствует проекту "Концепции обращения с радиоактивными отходами в Республике Казахстан" (1995 г) и ОСП 72/87.

Работы будут выполняться с учетом сведений по следующим позициям:

- уровни естественного регионального фона,
- данные измерений гамма излучения,
- наличие (отсутствие) местных источников радиоактивного загрязнения.

В соответствии с методическими указаниями по оценке фоновой радиационной обстановке аномальных площадок будут выполняться по 10-12 отсчетов и будет применяться среднее значение с учетом погрешностей.

Важнейшим результатом радиационного мониторинга является то, что периодический контроль гамма-активности позволит вовремя выявить накопление радионуклидов в оборудовании и материалах, будет предусмотрена своевременная их заемна, не подвергая персонал и окружающую среду риску радиоактивного загрязнения и облучения.

Мониторинг в период аварийных ситуаций.

В процессе ликвидации аварии мониторинговые наблюдения должны проводиться с момента начала аварии, и продолжаться до тех пор, пока не будет ликвидирован источник воздействия на окружающую среду, и не будут выполнены все работы по реабилитации природных комплексов. Продолжительность и место проведения

мониторинговых исследований будут определяться размерами, характером, обстоятельствами и особенностями аварийной ситуации. Мониторинговые наблюдения во время аварии будут включать в себя наблюдения за состоянием атмосферного воздуха и почвы в зоне ее влияния. Наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды должны проводиться не реже 1 раза в сутки. Отбор проб атмосферного воздуха и воды производится по общепринятым методикам. Одновременно проводятся визуальные наблюдения за распространением возможных разливов углеводородов или иных жидкостей обладающих токсичными свойствами.

Детальный план мониторинга будет разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии, в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования и будет согласовываться в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации.

После ликвидации последствий аварий мониторинг состояния окружающей среды проводится для определения уровня воздействия на окружающую среду, а также степени и продолжительности восстановления окружающей среды. По окончании аварийно-восстановительных работ, мониторинг состояния окружающей среды должен заключаться в проведении комплексного обследования территории, подвергшейся неблагоприятному воздействию, для определения фактических нарушений и наиболее эффективных мер по очистке и восстановлению территории.

РАЗДЕЛ 17. ПЛАТА ЗА НЕИЗБЕЖНЫЙ УЩЕРБ И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Стимулирование природопользователей в проведении природоохранных мероприятий, рациональном использовании всего природно-ресурсного потенциала осуществляется с помощью экономического механизма природопользования, предусматривающего систему экологических платежей. Здесь рассмотрены виды платежей за фактическое загрязнение природной среды, т.е. такие природоохранные платежи, как плата за выбросы, которые могут рассматриваться как форма компенсации ухудшения состояния среды и, соответственно, как стоимостное выражение ущерба, пропорциональное интенсивности оказываемого воздействия. Этот вид платежей можно отнести к регулярным природоохранным платежам, которые устанавливаются на стадии проектирования. Исходя из обзора планируемой деятельности, воздействие на окружающую среду при штатных работах (облагающееся регулярными платежами) будет включать выбросы загрязняющих веществ в воздушную среду.

Норматив платы (ставка) за загрязнение окружающей среды с 2021 года МРП - 2917 тенге.

№п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)
За выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников		
1.	Оксиды серы	20
2.	Оксиды азота	20
3.	Пыль и зола	10
4.	Свинец и его соединения	3986
5.	Сероводород	124
6.	Фенолы	332
7.	Углеводороды	0,32
8.	Формальдегид	332
9.	Оксиды углерода	0,32
10.	Метан	0,02
11.	Сажа	24
12.	Оксиды железа	30
13.	Аммиак	24
14.	Хром шестивалентный	798
15.	Оксиды меди	598
16.	Бенз(а)апирен	996,6 (кг)
За выбросы загрязняющих веществ от сжигания попутного газа на факелах		
1.	Углеводороды	44,6
2.	Оксиды углерода	14,6
3.	Метан	0,8
4.	Диоксид серы	200
5.	Диоксид азота	200
6.	Сажа	240
За выбросы загрязняющих веществ от передвижных источников		
7.	Сероводород	1240
8.	Меркаптан	199320
За выбросы загрязняющих веществ от передвижных источников		
1.	Для неэтилированного бензина	0,66
2.	Для дизельного топлива	0,9
3.	Для сжиженного, сжатого газа	0,48
За размещение отходов производства и потребления		
1.1	Коммунальные отходы (твердые бытовые отходы, канализационный ил очистных сооружений)	0,38
1.2	Промышленные отходы с учетом уровня опасности	
1.2.1	«красный» список	14
1.2.2	«жирный» список	8
1.2.3	«зеленый» список	2
1.2.4	не классифицированные	0,9

Для предприятий, которые используют автотранспорт на условиях аренды, плата взимается с арендодателя, если иные условия не оговорены в договоре на аренду автотранспорта.

Показатель выброса ЗВ в атмосферу от передвижных источников	Ставка платы за 1 тонну топлива (МРП),
Для неэтилированного бензина	0,66
Для дизельного топлива	0,9
Для сжиженного газа	0,48

РАЗДЕЛ 18. ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Предприятием предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности и промышленной санитарии в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Руководствуясь действующими правилами безопасности труда при проведении геологоразведочных работ, на площади строительства скважин будет планомерно вестись работа, направленная на обеспечение безопасных и здоровых условий труда.

Эксплуатируемое оборудование должно быть оснащено средствами, повышающими безопасность труда, согласно «Нормативам оснащения».

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий труда включают следующее:

- При поступлении на работу, трудящиеся проходят медицинский осмотр, а в дальнейшем - периодические медосмотры, согласно приказу Минздрава Республики Казахстан «О проведении обязательных медицинских осмотров работников, подвергшихся воздействию вредных, опасных и неблагоприятных производственных факторов».

- Рабочие, поступающие на работу, проходят обучение общим правилам безопасности и будут проинструктированы согласно «Положению по безопасному ведению работ» и «Правилам оказания первой помощи пострадавшим», после чего проходят вводный инструктаж и инструктаж на рабочих местах с последующей сдачей экзаменов. На все производственные профессии разрабатываются «Инструкции по безопасности труда».

- Ответственность за обеспечение и соблюдение правил безопасности труда возлагается на главного инженера работ по строительству скважин на Контрактной территории.

Санитарно-бытовое обслуживание

В базовом лагере будут устроены бытовое помещение, оборудованное душевыми и комнатами для хранения и сушки одежды. Будет организован медпункт, оборудованный всеми необходимыми средствами для оказания первой помощи.

На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами). Обслуживающий персонал будут оснащены индивидуальными средствами защиты.

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок». Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

ВЫВОД

В проекте выполнена отчет о возможных воздействиях на окружающую среду при строительстве скважин и пробной эксплуатации месторождения Бестобе.

Влияние проектируемых работ на почвы, растительность и животный мир точечное, от кратковременного до временного, от слабого до сильного. Значительное воздействие оказывает на эти компоненты нарушение земель. При реализации предложенных мероприятий будет снижено негативное воздействие предприятия на компоненты окружающей среды. Следует отметить, что уровень воздействия строительных работ на элементы биосферы находится в пределах адаптационных возможностей экосистем данной территории.

Отрицательное воздействие на окружающую среду строительных работ будет сведено к минимуму и возмещено через выполнение природоохранных мероприятий, работами по рекультивации земель и платежами за эмиссии загрязняющих веществ в окружающую среду.

С целью дальнейшего изучения состояния окружающей среды предлагаем проведение детальной оценки воздействия намечаемой деятельности предприятия на окружающую среду, а так же разработать систему природоохранных мероприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан;
2. СанПиН № 237 от 20 марта 2015 года «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»;
3. «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду
4. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;
5. Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду. Астана, 2010 год;
6. ГОСТ 17.2.1.01-76. ГОСТ 17.2.1.03-84. «Методики ОНД-90»;
7. ГОСТ 17.5.3.06-85. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почв при производстве земляных работ;
8. РНД 03.1.0.3.01-96 м. «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства». Алматы, 1996.;
9. РНД 03.7.0.06-96 Инструкция по осуществлению государственного контроля за охраной и использованием земельных ресурсов. Министерство экологии и биоресурсов РК;
10. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;
11. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;
12. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан 16 марта 2015 года № 209).
13. ДППЭ к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе.

Приложения

Приложение

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ****08.04.2019** года**02468P****Выдана****ИП ЭКО-ОРДА**

120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А.,
г.Кызылорда, МИКРОРАЙОН Сырдария, дом № 20., 39,
ИИН: 820105301634

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие**Выдача лицензии на 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**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

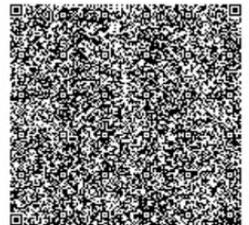
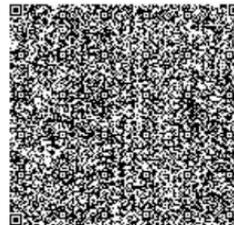
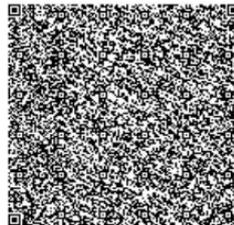
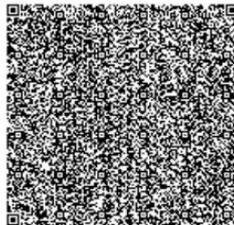
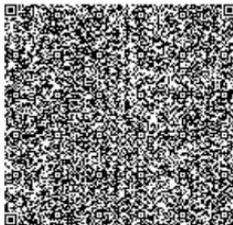
Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи**Срок действия
лицензии****Место выдачи****г.Астана**

19008099

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02468Р

Дата выдачи лицензии 08.04.2019 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

ИП ЭКО-ОРДА

ИНН: 820105301634

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

г.Кызылорда мкр.Сырдария дом 20 кв 39

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

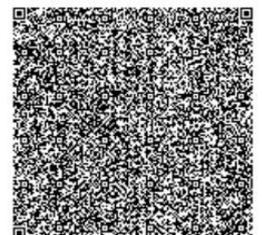
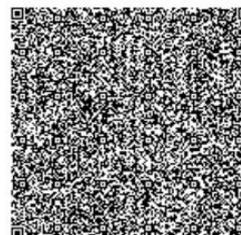
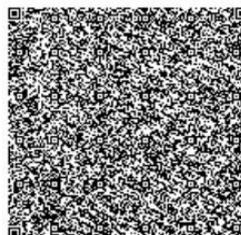
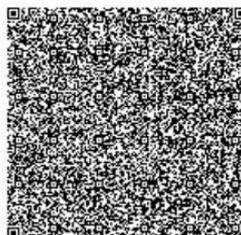
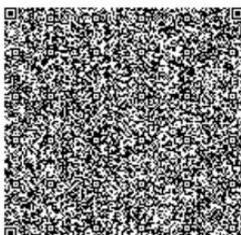
Срок действия

Дата выдачи приложения

08.04.2019

Место выдачи

г.Астана



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қантардағы Заңы 7-бабының 1-тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен мынамы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.