

УТВЕРЖДАЮ:

Президент

ТОО «Саутс Ойл»


Сейтжанов С.
«___» _____ 2022 год



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
КАЛЖАН (по состоянию на 01.07.2022 г.)**

Выполнен по договору № 65 от 15.07.2021 г.

Директор
ТОО «Ast Nedra»



А. Д. Искаков

г. Нур-Султан, 2022 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	7
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	13
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	13
1.2.1.	Климатические условия региона	13
1.2.2.	Рельеф района.....	19
1.2.3.	Гидрографическая сеть.....	19
1.2.4.	Растительный и животный мир.....	19
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	19
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	20
1.2.5.2.	Тектоника.....	22
1.2.5.3.	Нефтегазоносность.....	24
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	28
1.3.1.	Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях	28
1.3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него	28
1.4	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	28
1.5	Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.	30
1.5.1.	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.....	34
1.5.2.	Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	34
1.5.3.	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки.....	39
1.5.4.	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	41
1.5.5.	Обоснование проекта прогноза добычи нефти и газа	48
1.6.	Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом	72
1.7.	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	72
1.8.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия	72
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу.....	72
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	75
1.9.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	95
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	95
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов.....	97
1.9.3.	Процедура управления отходами.....	101
1.9.4.	Программа управления отходами.....	102
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	104
2.	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ	105

3.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	106
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	110
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ)	131
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	132
4.3.	Различная последовательность работ.....	132
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	132
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	133
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	133
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	133
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.	133
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ	136
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	136
5.2.	Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды	136
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	136
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	138
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	138
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	139
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	139
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	139
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	139
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	140
6.5.	Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)	140
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем.....	140
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	140
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	142
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	142
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	143
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	144
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	145

11	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	146
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	146
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	146
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	146
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	147
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	147
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	148
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека	149
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	149
12.	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 ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)	152
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	153
14.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ	154
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	156
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	157
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	158
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	159
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	161
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	162
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	166
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
4.	Письмо о фоновых концентрациях	
5.	Карта-схема расположения предприятия	

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛЖАН» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение в пределах блоков XXVIII-37-А,В,Д(частично),Е(частично), F(частично), в Кызылординской области РК, владеет ТОО «Саутс-Ойл», согласно Контракта №662 от 24.04.2001 г на проведение разведки УВС.

Геологоразведочные работы начаты в 2011г на основании «Проекта поисков залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл», в западной части Южно-Торгайской впадины.

Площадь Калжан в административном отношении находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). На расстоянии 40 км к востоку находится газонефтяное месторождение Кумколь.

Основная цель настоящего Отчета о возможных воздействиях – определение экологических и иных последствий принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращение уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разведки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

В 2020 году ТОО «НПЦ ТуранГео» был составлен «Проект разведочных работ на Контрактной территории №662 ТОО «Саутс-Ойл».

На основании этого проекта на структуре Калжан в южной части лицензионной территории пробурены 4 разведочных скважин (К-16, К-17, К-21, К-22).

По результатам геологоразведочных работ, составлялся стратиграфический разрез месторождения, при этом учитывались и анализировались возраста отложений продуктивных горизонтов в разрезах рядом расположенных месторождений Арыскуп и Дошан, в связи с чем произошли изменения возрастов отложений продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-IV-А, Б в ОПЗ-2014 г.

В 2022 году, проектной компанией ТОО «НПЦ Туран Гео», составлен и представлен в ГКЗ РК «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Калжан» [9], по состоянию на 01.07.2021 года (протокол ГКЗ РК №2328-21-У от 29 июня 2022 года). Согласно утвержденного отчета «Подсчет запасов ...», запасы нефти и растворенного газа по месторождению составили:

нефти:

по категории С1 – геологические - 1595 тыс.т., в том числе извлекаемые -511 тыс.т.;

по категории С2 – геологические - 1388 тыс.т., в том числе извлекаемые -311 тыс.т.;

растворенного газа:

по С1 – геологические -136,5 млн.м3 в том числе извлекаемые -44,2 млн.м3;

по С2 – геологические -77,5 млн.м3 в том числе извлекаемые -17,4 млн.м3;

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе ТОО «САУТС-ОЙЛ» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛЖАН (по состоянию на 01.07.2022 г.)

Выполнен по договору № 65 от 15.07.2021 г.»;

- фондовые материалы и литературные источники.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

В соответствии пункту 1.3., раздела 1 приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к объектам I категории.

Заказчик проекта: ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Юридический адрес: 160713, Республика Казахстан,
Туркестанская область, Отырарский район,
Шиликский сельский округ, село Жана Шилик,
улица Кажымукана Мунайтпасова, 21.
БИН 060440001855

Разработчик: ТОО «Ast Nedra»

Фактический адрес:
010000, Г. АСТАНА, РАЙОН ЕСИЛЬ,
УЛ. Д. КУНАЕВА, д. 29/1, 11 ЭТАЖ,
оф. 8 КАБИНЕТ,
тел. 8702-777-3260,
факс 54-04-42 87027773260
БИН 111140001722

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами

ТОО «Саутс Ойл» осуществляет разработку нефтяных месторождений на территории Кызылординской области. Компания разрабатывает месторождения в пределах контрактной территории согласно лицензии на добычу нефти и газа.

Контрактная территория ТОО «Саутс-Ойл» находится в пределах блоков XXVIII-37- А, В, D (частично), Е (частично), F (частично) в Карагандинской и Кызылординской областях Республики Казахстан.

Площадь геологического отвода составляет 840,47 кв.км.

Площадь Калжан в административном отношении находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан (Рис.1).

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). На расстоянии 40 км к востоку находится газонефтяное месторождение Кумколь.

Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов.

В географическом отношении площадь расположена в южной части Торгайской низменности, в западной части Аксайской горстантиклинали.

Климат резко континентальный с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха в летний период достигает +45°C, а зимой снижается до -40°C.

Среднегодовое количество осадков незначительно и приходится на зимне-весенний период.

Для района характерны сильные ветры западного и юго-западного направления летом, а в остальное время года северного и северо-восточного направления.

Животный и растительный мир типичный для пустынь и полупустынь.

Гидросеть и источники водоснабжения отсутствуют. Обеспечение водоснабжением осуществляется из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Местные источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями.

Строительные материалы в районе не обнаружены.

Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон представлены на рисунке 1.

Основные параметры участка недр (геологический отвод) с указанием координат представлены на рисунке 2.

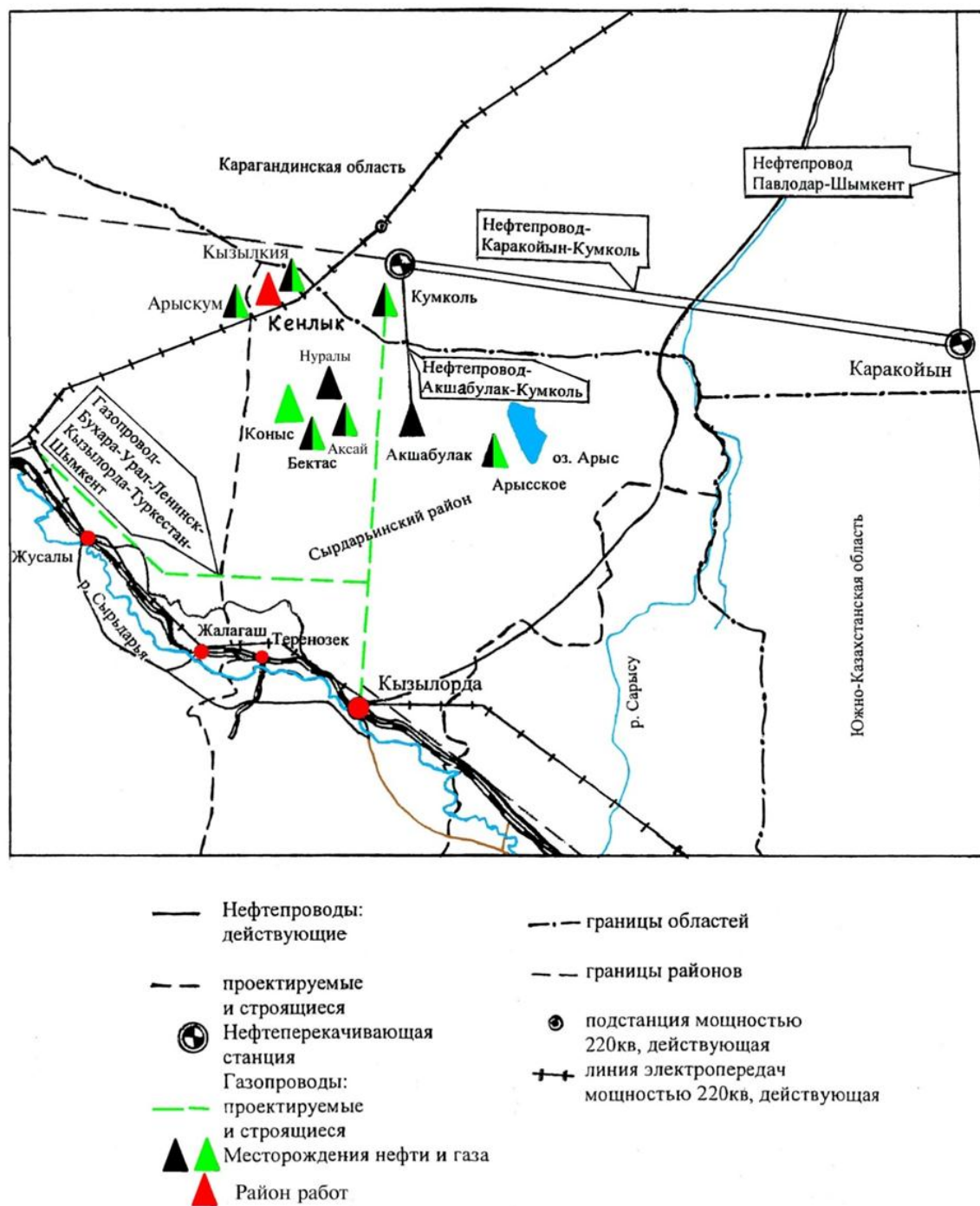


Рисунок 1. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон



Приложение №
к Контракту № 662 от 24.04.01 г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)

от _____ г. Рег. № 303-Р-УВС

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
МИНИСТЕРСТВА ПО ИНВЕСТИЦИЯМ И РАЗВИТИЮ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Саутс-Ойл» для осуществления операций по недропользованию в пределах блока XXVIII-37-А,В,Д(частично), Е(частично), F(частично) на основании решения Компетентного органа (Протокол №11/МЭ от 28.09.2017 г.).

Геологический отвод расположен в **Карагандинской и Кызылординской областях**. Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками с №1 по №15.

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 20' 00"	64° 30' 00"	9	46° 20' 00"	64° 59' 00"
2	46° 40' 00"	64° 30' 00"	10	46° 20' 00"	64° 48' 50"
3	46° 40' 00"	64° 50' 00"	11	46° 28' 56"	64° 37' 23"
4	46° 30' 00"	64° 50' 00"	12	46° 27' 50"	64° 35' 47"
5	46° 30' 00"	64° 56' 05"	13	46° 25' 07"	64° 36' 08"
6	46° 28' 00"	64° 56' 00"	14	46° 22' 03"	64° 37' 25"
7	46° 26' 55"	64° 57' 30"	15	46° 20' 00"	64° 40' 58"
8	46° 21' 56"	64° 58' 07"			

Из геологического отвода исключается горный отвод месторождения **Юго-Западный Карабулак** в пределах блока XXVIII-37-В(частично)

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 40' 00"	64° 40' 07"
2	46° 40' 00"	64° 43' 10"
3	46° 37' 49"	64° 42' 15"
4	46° 37' 50"	64° 40' 51"

Глубиной разработки – минус 1390 м, площадью 11,44 кв. км

Из геологического отвода исключается горный отвод месторождения **Кенлык**

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 30' 00"	64° 56' 05"	8	46° 22' 11"	64° 54' 37"
2	46° 28' 00"	64° 56' 00"	9	46° 24' 29"	64° 51' 50"
3	46° 26' 49"	64° 54' 45"	10	46° 30' 28"	64° 48' 03"
4	46° 24' 19"	64° 57' 54"	11	46° 30' 40"	64° 48' 59"
5	46° 22' 04"	64° 58' 32"	12	46° 30' 43"	64° 50' 00"
6	46° 21' 33"	64° 58' 07"	13	46° 30' 00"	64° 50' 00"
7	46° 22' 50"	64° 56' 14"			

Глубиной разработки – минус 1496 м, площадью 104,33 кв. км

Из геологического отвода исключается горный отвод
месторождения **Актау** в пределах блоков XXVIII-37-E(частично)

Участок №1

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 27' 40"	64° 46' 06"
2	46° 27' 54"	64° 46' 22"
3	46° 27' 30"	64° 47' 57"
4	46° 26' 35"	64° 48' 54"
5	46° 25' 20"	64° 48' 34"
6	46° 24' 20"	64° 47' 57"
7	46° 24' 46"	64° 47' 19"
площадью 13,16 кв. км		

Участок №2

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 24' 31"	64° 49' 52"
2	46° 24' 34"	64° 50' 01"
3	46° 24' 26"	64° 50' 18"
4	46° 22' 56"	64° 51' 16"
5	46° 22' 29"	64° 51' 59"
6	46° 22' 52"	64° 52' 45"
7	46° 22' 12"	64° 53' 54"
8	46° 22' 05"	64° 54' 37"
9	46° 21' 36"	64° 55' 44"
10	46° 21' 13"	64° 54' 15"
11	46° 20' 40"	64° 53' 59"
12	46° 20' 15"	64° 52' 40"
13	46° 22' 21"	64° 50' 27"
14	46° 24' 22"	64° 49' 52"
площадью 19,56 кв. км		

Участок №3

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 20' 47"	64° 58' 33"
2	46° 20' 00"	64° 59' 00"
3	46° 20' 06"	64° 58' 33"
4	46° 20' 21"	64° 58' 19"
5	46° 20' 41"	64° 58' 23"
площадью 0,61 кв. км		
Глубиной разработки – до абсолютной отметки минус 2290,6 м, площадь горного отвода 33,33 кв. км		

Из геологического отвода исключается горный отвод
месторождения **Есжан** в пределах блоков XXVIII-37-A (частично)

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 34' 00"	64° 39' 48"
2	46° 34' 02"	64° 40' 12"
3	46° 33' 39"	64° 40' 37"
4	46° 33' 14"	64° 42' 02"
5	46° 32' 24"	64° 42' 16"
6	46° 32' 25"	64° 41' 33"
7	46° 31' 59"	64° 41' 04"
8	46° 32' 18"	64° 39' 58"

9	46° 32' 41"	64° 39' 58"
10	46° 32' 49"	64° 39' 15"
11	46° 33' 08"	64° 39' 09"
12	46° 33' 21"	64° 39' 35"
Глубиной разработки – до абсолютной отметки минус 2007,7 м, площадью 8,36 кв. км		

Площадь геологического отвода – **840,47** (восемьсот сорок целых сорок семь сотых) кв. км.

Глубина – с углублением палеозойского горизонта до **250 м.**

И.о. Заместитель Председателя



Ж. Назаралы

г. Астана
октябрь, 2017 г.

Приложение № _____
к геологическому отводу
по Контракту № 662 от 24.04.2001г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 18 октября 2017г. Рег. № 303 Р-УВС

Картограмма
расположения геологического отвода
в пределах блоков XXVIII-37-А(частично), В(частично),
Д(частично), Е(частично), F(частично)
Масштаб 1: 250 000

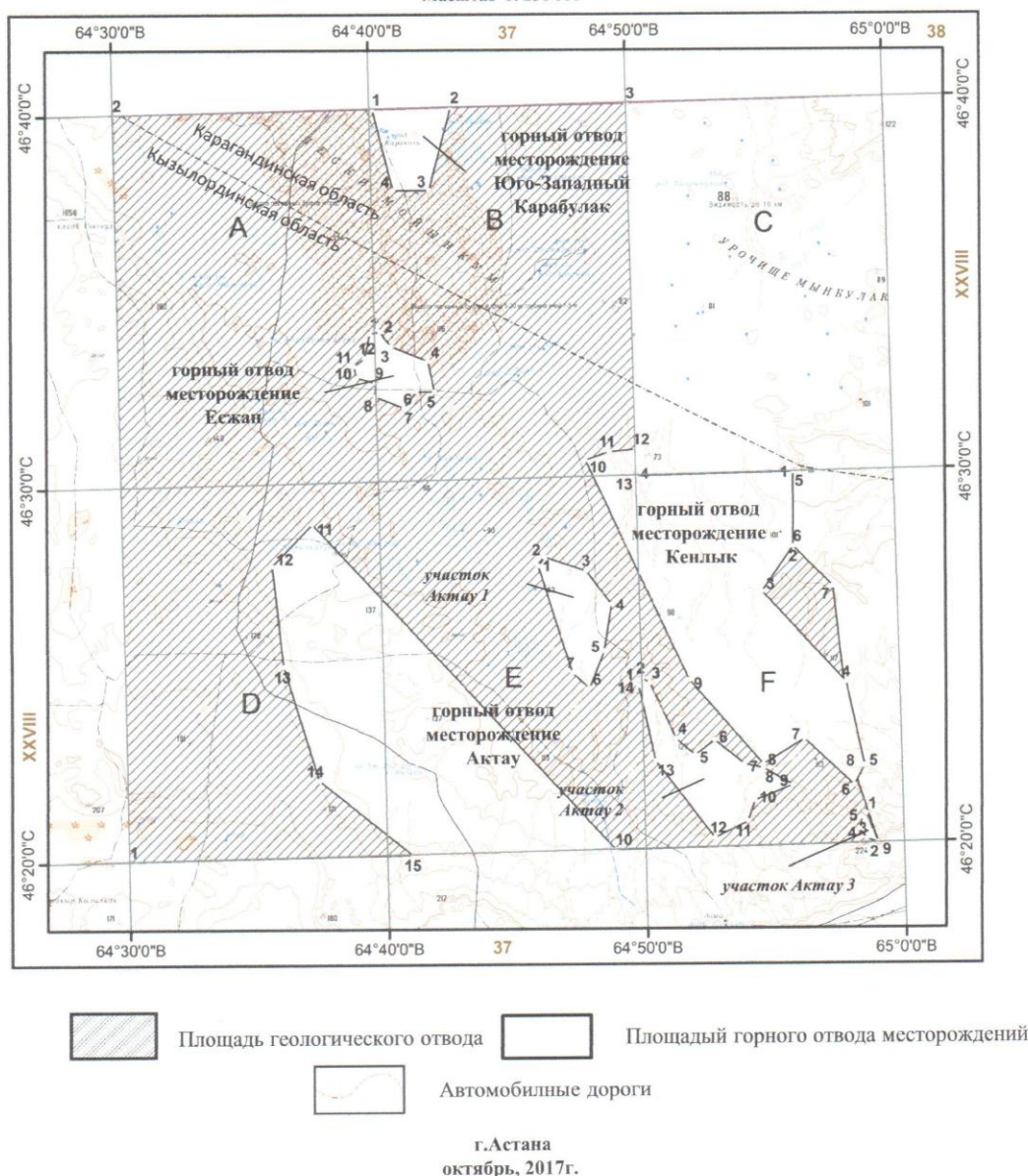


Рисунок 2. Основные параметры участка недр (геологический отвод) с указанием координат

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

1.2.1. Климатические условия региона

В климатическом отношении территория месторождения относится к степной и полупустынной зонам. Климат района резко-континентальный засушливый и жаркий с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха +40+45°C, суточные колебания температуры достигают 23°C, относительная влажность воздуха 20-40%. Зимой температура воздуха достигает -15-45°C. Снежный покров незначительный, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Характерны сильные ветра, летом западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Для климатической характеристики изучаемого района использовались многолетние данные метеорологических станций Кызылординской области: Жосалы и Злиха. Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 °C, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42 °C. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14- 16 °C. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 1.2-1.

Средняя температура воздуха в июле приведена на рисунке 1.2-1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от минус 10,8 до минус 13,8 °C, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января от минус 27 до минус 29 °C. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 °C, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6 °C.

Средние из абсолютных минимумов и максимумов температуры воздуха представлены в таблицах 1.2-2 и 1.2-3.

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году. Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы, представлены в таблице 1.2-4.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах.

Относительная влажность $\square$ 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72- 86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%.

Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Таблица 1.2-1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	- 13,8	- 12,8	- 4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	- 2,2	- 9,8	7,0
Жосалы	- 11,5	- 9,7	- 1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	- 1,2	- 8,2	8,4
Злиха	- 10,7	- 9,6	- 0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	- 0,8	- 8,2	8,6

Таблица 1.2-2 - Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульск	0	2	12	2	3	38	4	38	32	2	13	2	4

ая				7	4		0			4			0
Жосалы	3	6	18	2 9	3 5	39	4 1	38	34	2 7	15	5	4 2
Злиха	3	6	18	3 0	3 5	39	4 1	40	35	2 8	16	6	4 2

Таблица 1.2-3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	- 29	- 29	- 23	- 5	3	9	1 3	11	2	-7	- 18	- 25	- 3 2
Жосалы	- 28	- 27	- 19	- 4	2	9	1 3	10	2	-6	- 17	- 23	- 3 0
Злиха	- 27	- 26	- 20	- 4	3	8	1 2	9	1	-7	- 17	- 25	- 3 2

Таблица 1.2-4 - Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

Наименование станции	Температура				
	-10	-5	0	5	10
Саксаульская	1/III	16/III	25/I II	5-IV	17/I V
	15/ XII	25/XI	7/XI	23/ X	8/X
	288	253	226	200	173
Жосалы	14/I I	6/III	19/I II	30/I II	13/I V
	24/ XII	29/XI	10/ XI	25/X	10/X
	312	267	235	206	179
Злиха	14/I I	4/III	17/I II	31/III	12IV
	29/ XII	28/XI	12/ XI	27/X	10/X
	317	268	239	209	180

Таблица 1.2-5 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	8 2	8 0	7 8	54	4 0	34	3 4	35	4 1	5 7	7 4	8 0	5 7
Жосалы	8 3	8 0	7 4	52	4 0	34	3 3	34	4 0	5 6	7 2	8 0	5 6
Злиха	8 6	8 3	7 6	51	3 8	31	2 8	30	3 4	5 2	7 2	8 1	5 5

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Жосалы, Злиха, расположенных в

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек (табл. 1.2-7).

В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (табл. 1.2-8), а в холодный - метели (табл. 1.2-9).

Как видно из таблицы 2.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Жосалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году.

Таблица 1.2-6 - Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)

Наименование станций	Направление ветра								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16
Жосалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15

Таблица 1.2-7 - Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)

Наименование Станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Жосалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

Таблица 1.2-8 - Число дней с пыльной бурей

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Жосалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

Таблица 1.2-9 - Среднее число дней с метелью

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10

Жосалы	9	2	2	0 , 9	0,0 7	-	-	-	-	0, 04	0 , 5	0 , 9	6
Злиха	1 0	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0 , 3	2	1 1

Таблица 1.2-10 - Среднее число дней с сильным ветром (> 15 м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Г о д
Саксаульская	0 , 5	0 , 4	1, 0	0, 6	0 , 4	0, 6	0 , 5	0, 3	0, 4	0, 3	0, 3	0, 3	6
Жосалы	3 , 6	3 , 8	4, 9	6, 2	4 , 7	3, 6	3 , 6	3, 2	2, 9	3, 0	2, 9	2, 3	4 5
Злиха	4 , 8	5 , 4	5, 4	4, 9	4 , 1	2, 9	3 , 9	2, 8	3, 6	3, 4	2, 8	4, 9	4 9

Атмосферные осадки. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (табл. 2.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, мало доступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Таблица 1.2-11 - Среднее многолетнее количество осадков

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Го д
Саксаульская	1 0	1 0	1 5	1 3	1 0	1 3	1 2	1 0	8	1 2	1 2	1 2	13 7
Жосалы	1 4	1 6	1 8	1 5	1 1	8	6	5	6	9	1 0	1 8	13 6
Злиха	1 7	1 9	1 8	1 8	1 4	7	5	4	5	1 9	1 2	1 7	13 0

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 2.12, 2.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Таблица 1.2-12 - Среднее число дней с грозой

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Го

							I	II				I	д
Саксаульская	-	-	0,0 7	0, 2	1	2	3	1	0, 4	0, 07	-	-	8
Жосалы	-	-	0,1	0, 6	1	2	2	1	0, 5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0, 5	2	3	3	1	0, 1	0, 07	-	-	10

Таблица 2.13 - Среднее число дней с градом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	I I	III	I V	V	V I	V II	V III	I X	X	X I	X II	Г од
Саксаульская	-	-	0, 05	0,0 8	0, 05	0, 08	0, 06	0, 06	0, 03	0, 05	-	-	0, 5
Жосалы	0, 02	-	0, 1	0,0 5	0, 03	0, 05	0, 02	-	0, 02	-	-	-	0, 3
Злиха	-	-	-	0, 1	0, 05	0, 03	0, 05	0, 02	0, 02	-	-	-	0, 5

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 1.2-14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Жосалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Таблица 1.2-14 - Даты появления и схода снежного покрова (средняя)

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Саксаульская	92	26/XI	12/III
Жосалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, асходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (табл. 1.2-15), в среднем их бывает 18-27 дней в году.

Таблица 1.2-15 - Среднее число дней с туманом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	I V	V	V I	V II	VI II	I X	X	X I	X II	Г о д
Саксаульская	4	4	3	0 , 6	0, 03	-	-	-	0 , 1	0, 4	2	5	19
Жосалы	7	5	3	0 , 7	0, 03	-	-	0, 07	0 , 2	0, 8	3	7	27
Злиха	5	3	2	0 , 3	-	-	-	-	-	0, 4	2	6	18

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

Капли тумана поглощают примесь, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей сильно возрастает в слое тумана и уменьшается над ним. При этом растворение сернистого газа в капле тумана приводит к образованию более токсичной серной кислоты. Так как в тумане возрастает весовая концентрация сернистого газа, то при его окислении может образоваться серной кислоты в 1,5 раза больше.

На ст. Саксаульская среднее число дней с туманом составляет 5,2%, ст. Жосалы - 7,4%, ст. Злиха - 4,9%.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться "потолок", который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

На ст. Саксаульская повторяемость штилей составляет 16%, на ст. Жосалы - 6%, на ст. Злиха - 15%.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко. Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов.

Инверсия затрудняет вертикальный воздухообмен. Если слой приподнятой инверсии располагается непосредственно над источником выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше. Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы 2.16, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36% (февраль) до 42% (сентябрь).

Таблица 1.2-16 - Годовой ход повторяемости инверсии в изучаемом районе, %

Месяцы, год												
I	I I	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
38	36	37	37	37	38	38	40	42	42	40	39	39

Совокупность климатических условий; режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 1.2-17.

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

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-9,2
Многолетняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14

ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

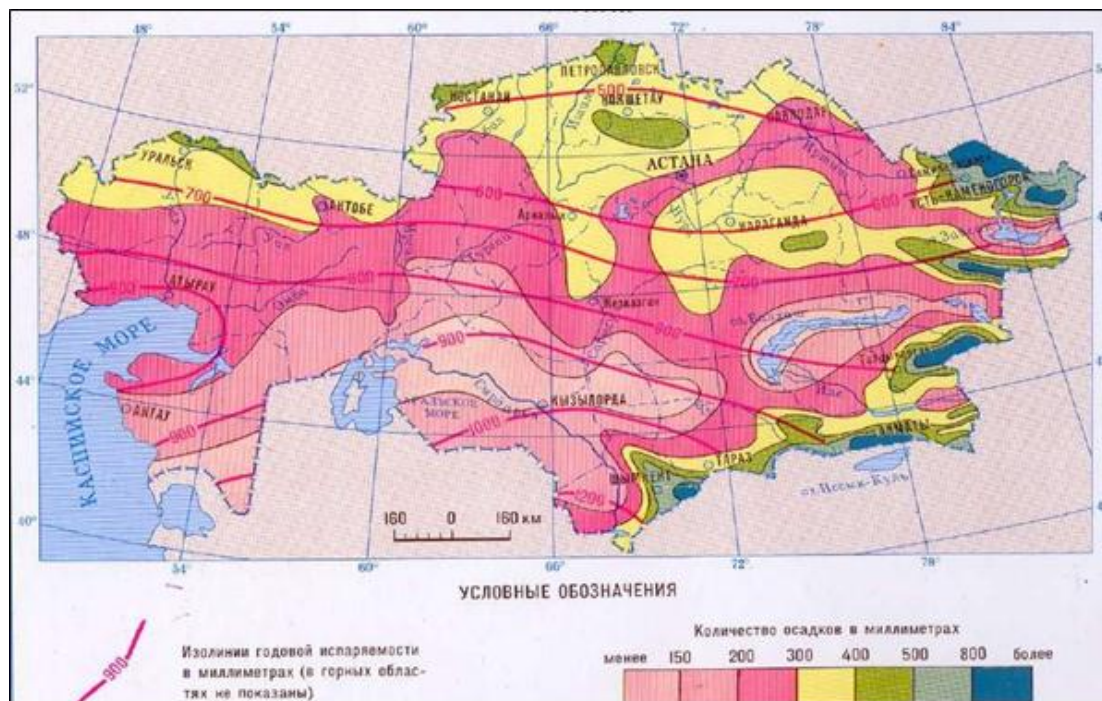


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.2.2. Рельеф района

Рельеф местности - слабовсхолмленная равнина с перепадами высотой 4-5 м.

Рельеф представлен слабоволнистой равниной с отдельными всхолмлениями и частыми замкнутыми понижениями (западинами).

1.2.3. Гидрографическая сеть

Гидрографическая сеть на описываемой территории не развита. Реки и другие естественные водоёмы на площади отсутствуют. Грунтовые воды находятся на уровне 1,5-2 м в четвертичных отложениях. Водоносные горизонты малодобитные, часто сильно минерализованы, совершенно не пригодны для питья. Питьевая вода на месторождение завозится автотранспортом.

Гидросеть и источники водоснабжения отсутствуют. Обеспечение водоснабжением осуществляется из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

1.2.4. Растительный и животный мир

Растительный мир беден и представлен типичной для полупустыни полынной и солончаковой разновидностями.

Растительный покров светло-каштановых, супесчаных, песчаных почв представлен злаками, иногда с полынью австрийской, разнотравием (пырей ломкий, молочай сегиевский, сирения сидячецветковая, тмин песчаный).

На солончаках светло-каштановых почв растительность представлена торгайотовобиргуново-чернополынными видами (ежовник солончаковый, климакоптера супротивнолистная, полынь малоцветковая, лебеда седая, клоповник пронзеннолистный).

Растительный покров на солончаках представлен изреженными солянками или он вовсе отсутствует. Солонцы светло-каштановые - под солянковой растительностью (биюргун, кокпек) с участием прутняка.

Фауна представлена типичными представителями полупустынь.

Животный мир сравнительно небогат и представлен в основном грызунами и пресмыкающимися.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Места произрастания редких видов растений, места обитания редких видов животных, занесенных в Красную книгу РК отсутствуют.

1.2.5. Характеристика геологического строения

Месторождение Калжан расположено в западной части Арыкумского прогиба. В геологическом строении района и месторождения участвуют отложения протерозойской, палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана на месторождении Кумколь и по пробуренным параметрическим, структурным скважинам на Арыкумском прогибе с учетом ранее проведенных геолого-съёмочных и обобщающих тематических работ.

1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении Калжан в результате поисково-разведочного бурения пробуренными скважинами вскрыт разрез юрско-меловых и палеоген-неоген-четвертичных осадочных отложений на максимальную глубину 3519 м в скважине К-6.

Рассматриваемая территория занимает часть Арыкумского прогиба, который выполнен осадочными отложениями в составе двух структурных ярусов: юрского-рифтогенного и мел-кайнозойского платформенного.

Юрский рифтогенный структурный ярус представлен тремя комплексами отложений, каждый из которых в нижней части сложен преимущественно обломочными породами с продуктивными горизонтами, в верхней части – глинистыми отложениями, представляющими флюидоупоры. Это нижне-, средне- и верхнеюрский комплексы, представляющие крупные ритмы в осадконакоплении.

Платформенный структурный ярус отделен от рифтогенного перерывом в осадконакоплении и стратиграфическим несогласием.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана с использованием материалов ГИС близко расположенных месторождений, где границы стратиграфических подразделений подтверждены фаунистически.

Обобщённая характеристика разреза месторождения приведена на сводном геолого-геофизическом разрезе (гр. прил. 2), сведения о толщинах отдельных стратиграфических подразделений в разрезах скважин приведены в текстовом приложении 1, книги III.

Мезозойская группа (Mz)

Мезозойская группа в разрезе месторождения представлена отложениями юрской и меловой систем.

Юрская система J

Юрская система представлена всеми отделами и расчленена на сазымбайскую, айболинскую, дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Нижний отдел (J1)

Сазымбайская свита (J1sz)

Отложения сазымбайской свиты вскрыты только в трех скважинах (К-1, К-5 и К-6) и представлены преимущественно из песчаников, конгломератов, гравелитов с прослоями алевролитов и аргиллитов. В разрезе преобладают грубообломочные породы. Толщина изменяется в пределах от 156 м (скв. К-5) до 251 м (скв. К-6), которые неполные. К песчаникам приурочены продуктивные горизонты Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3-А и Ю-VI-3-Б.

Айболинская свита J1ab

Отложения айболинской свиты вскрыты шестью скважинами. Разрез свиты представлен темно-серыми, черными аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников и углистых пород, пластов углей. Толщина изменяется в пределах от 340 м (скв. К-10) до 1151 м (скв. К-6). К прослоям песчаников приурочены пласты продуктивных горизонтов Ю-V-1, Ю-V-2.

Нижний-средний отдел J1-2

В разрезе нижне-среднеюрских отложений по литологическому составу выделяются дощанская свита, а в среднеюрских – карагансайская свита.

Дощанская свита J1-2ds

Отложения дощанской свиты вскрыты двенадцатью скважинами. Толщина свиты изменяется от 37 м (скв. К-14) до 368 м (скв. К-6).

Отложения представлены аргиллитами темно-серыми, черными, песчаниками темно-серыми мелкозернистыми на глинистом карбонатном цементе. Встречаются сланцы серовато-коричневые, реже темно-серые, микрослоистые, слюдистые. К дощанской свите приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-4.

Карагансайская свита J2kr

Отложения карагансайской свиты вскрыта всеми скважинами. Толща, в основном, представлена аргиллитами темно-серыми, алевролитами и сланцами светло-серыми, темно-коричневыми, слабо известковистыми. Нижняя часть разреза состоит из песчаников среднезернистых серых в подчиненном количестве.

Породы плотные, крепкие, согласно залегают на дощанской свите. В пределах Арыкумского прогиба состав её выдержан, и лишь на своде локальных структур горст-антиклиналей из разреза выпадает её верхняя часть или она размыта полностью.

Толщина свиты изменяется от 248 м (скв. К-1) до 678 м (скв. К-21).

К прослоям песчаников приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3 и Ю-IV-1-4.

Верхний отдел J3

Отложения верхней юры с размывом залегают на отложениях карагансайской свиты, вскрыты всеми скважинами, в составе выделяются две свиты: нижняя - кумкольская, верхняя - акшабулакская.

Кумкольская свита J3km

Отложения кумкольской свиты представлены переслаиванием песчаников мелко-среднезернистых слабосцементированных и рыхлых кварц-полевошпатовых, аргиллитов темно-серых и алевролитов серых, глинистых. Встречаются сланцы серые, темно-серые, микрослоистые.

Толщина свиты изменяется от 228,2 м (скв. К-10) до 542 м (скв. К-1).

Акшабулакская свита J3ak

Толща согласно залегает на кумкольской свите и представлена преимущественно глинистыми породами. В нижней части свита представлена глинами зеленовато-серыми, содержащими невыдержанные по площади слои и линзы песчаника слабосцементированного и сланцами темно-серыми, серыми, массивными, слюдистыми, карбонатными. Верхняя часть свиты сложена глинами пестроцветными (коричневыми, фиолетовыми, серыми) и алевролитами глинистыми.

Толщина отложения изменяется от 101,3 м (скв. К-22) до 277,2 м (скв. К-15).

Меловая система К

Меловые отложения на месторождении Калжан представлены нижним и верхним отделами и несогласно залегают на юрских отложениях.

Нижний отдел К1

Нижний отдел представлен даульской (неокомский надъярус), карачетауской (верхний апт-нижне-средний альб) и кызылкинской (верхний альб-сеноман) свитами.

Даульская свита К1nc1dl

По литологическому составу расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Свита залегает с региональным размывом на породах акшабулакской свиты

Нижнедаульская подсвита К1nc1dl1 в свою очередь расчленяется на нижний (арыкумский) и верхний горизонты.

Арыкумский горизонт (К1nc1ar) представляет собой регионально распространенную в Арыкумском прогибе базальную толщу неокома.

Отложения представлены песчаниками слабосцементированными, с прослоями глинистых песчаников, алевролитов и глин. Песчаники серые, кварцево-полевошпатовые, с включениями полуокатанных зерен кварца. Алевролиты песчаные, крупнозернистые, кварцево-полевошпатовые. Встречены прослои гравелитов. Толщина изменяется от 12 м (скв. К-12) до 61 м (скв. К-2).

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты К1nc12 представлен глинами красноцветными. Толщина изменяется от 72 м (скв. К-11) до 206,3 м (скв. К-21).

Верхнедаульская подсвита К1nc2+a в нижней части разреза представлена песчаниками серыми и бурными, с прослоями глин коричневых, в средней части глинами коричневыми с невыдержанными прослоями песчаника. Верхняя часть разреза, относимая к аптскому ярусу, выражена переслаиванием глин, алевролитов и песчаников плотных. Толщина изменяется от 117 м (скв. К-13) до 202 м (скв. К-1).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Карачетауская свита K1a+a11-2

Отложения свиты с размывом залегает на даульской свите. Породы сложены песками, песчаниками серыми, в нижней части гравелитами серыми, зеленовато-серыми, глинами алевроитистыми, конгломератами мелкогалечными. Толщина изменяется от 308 (скв. К-1) до 343 м (скв. К-2).

Кызылкинская свита K1a13+K2s

Нерасчлененные отложения альб-сеномана залегают согласно на карачетауской свите и сложены алевролитами пестроцветными глинистыми и глинами с прослоями песков и песчаников в средней части. Толщина изменяется от 63 м (скв. К-21) до 110 м (скв. К-6).

Верхний отдел K2

Верхний отдел с размывом залегает на породах нижнего отдела и представляет нерасчлененные отложения верхнего турона-сенона.

Нерасчлененная толща турон-сенона K2t+snc размывом залегает на кызылкинской свите, представлена переслаиванием песков и глин пестроцветных, которые сменяются вверх по разрезу на толщу глин серых и песков белых с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина изменяется от 342 м (скв. К-7) до 405 м (скв. К-10).

Кайнозойская группа Kz

Палеогеновые-неоген-четвертичные отложения (-N-Q)

Отложения залегают на размытой поверхности верхнего мела, представлены глинами зеленовато-серыми с прослоями песчаников карбонатных, песками, суглинками и супесями. Толщина изменяется от 20 (скв. К-1) до 38 м (скв. К-2).

1.2.5.2. Тектоническое строение месторождения

В тектоническом отношении структура Калжан расположена в Арыкумском прогибе, который является одним из крупных тектонических элементов второго порядка Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна.

В пределах прогиба выделяются Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская, Бозингенская и Даутская грабен-синклинали, отделяющиеся друг от друга Аксайской, Ащисайской и Табакбулакской горст-антиклиналями, которые в свою очередь осложнены различного типа структурами, разбитыми разломами субмеридиональной и субширотной ориентировки.

Арыкумская грабен-синклиналь расположена на юго-западе одноименной впадины, нарушена сетью разломов, среди которых наиболее крупным является главный Каратауский разлом, отделяющий Арыкумскую грабен-синклиналь от Аксайской горст-антиклинали. Одной из немногих (Майбулак, Арыкум, Коньы) приразломных локальных структур является Калжан, расположенный в прибортовой части подъема палеозойских отложений Арыкумской грабен-синклинали (рис.2).

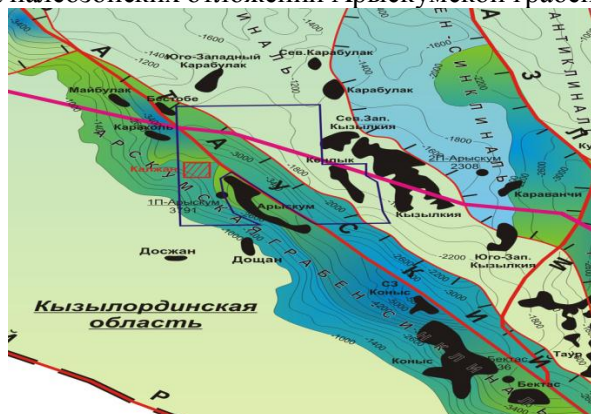


Рис.2. Тектоническая схема Арыкумского прогиба

Представление о строении структуры Калжан основаны на результатах переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д, выполненных в 2021 г компанией ТОО «PGS» в объединенном кубе по всей Контрактной территории №662. Стратиграфическая разбивка по всем пробуренным скважинам в процессе переинтерпретации была скорректирована, с учетом близлежащих соседних месторождений (Дощан, Тузколь). В настоящем отчете стратиграфические поверхности и название продуктивных горизонтов приведены в соответствии с общепринятыми горизонтами по Южно-Торгайскому бассейну, и характеризуются структурными картами по отражающим поверхностям Paг, IV, IV', V и VI, приуроченным к кровлям арыкумской (K1nc1ar), карагансайской (J2kr), дощанской (J1-2ds), айболинской (J1ab) и сазымбайской (J1sz) свитам.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По арыскупскому горизонту (ОГ-Пар) структура представляет единое поднятие в центральной части площади разделенный Главным Каратауским разломом (ГКР) на два борта Восточный и Западный.

Восточный борт опущен относительно Западного и осложнен мелкими тектоническими нарушениями (f13-f38). Центральная часть Восточного борта по кровле арыскупского горизонта погружена относительно северной и южной. Северная часть Восточного борта постепенно погружается с запада на восток с отметок от -1040 м до -1190 м. Южная часть Восточного борта осложнена многочисленными разломами разных амплитуд, также как северный погружается с запада на восток.

Западный борт также, как и Восточный осложнен мелкими тектоническими нарушениями (f1-f12) разных амплитуд. Структура Западного борта моноклинально погружается от ГКР на запад с отметок от -930 м до -1115 м.

По арыскупского горизонта (ОГ-Пар) в пределах Западного борта выделяется четыре локальных структуры, скорее всего образованные под воздействием ГКР.

Первая брахиантиклинальная структура расположена в северной части Западного борта в районе скважины К-2, оконтуривается замкнутой изогипсами -1025 м и разделена разломом f2. Структура имеет размеры 2,250х1,150 км амплитудой 25 м.

Вторая полуантиклинальная структура расположена в центральной части Западного борта в районе скважин К-3, К-10, К-11, К-12, К-13. Структура оконтуривается изогипсой -975 м. На севере – примыкает к Главному Каратаускому разлому, на юге ограничивается нарушением f7. Размеры структуры 3,0х1,150 км амплитудой 30 м.

Третья структура расположена к югу от второй структуры, между скважинами К-1 и К-14. Данная брахиантиклинальная структура оконтуривается изогипсой -950 м и имеет размеры 2,5х1,0 км амплитудой 20 м.

Четвертая брахиантиклинальная структура расположена в южной части Западного борта в районе скважины К-6. Структура оконтуривается изогипсой -940 м и имеет размеры 2,0х0,5 км с амплитудой 15 м.

По кровле карагансайской свиты (отражающий горизонт IV) структура, также, как и по поверхности арыскупского горизонта представляет единое поднятие в центральной части площади и также делится на два борта Восточный и Западный.

Восточный борт осложнен многочисленными тектоническими нарушениями (f13-f37) разных амплитуд. Поверхность структуры по ОГ-IV погружается с северо-запада на юго-восток с отметок -1450 м до -2270 м.

В южной части Восточного борта в районе скважины К-21 отмечается антиклинальное поднятие выходящее за пределы Контрактной территории, которое оконтуривается изогипсой -1465 м с юга и севера, с востока и запада ограничена тектоническими нарушениями. Размеры структуры 1,100х0,825 км, амплитуда более 15 м.

Западный борт также, как и Восточный осложнен тектоническими нарушениями разных амплитуд и имеет моноклинальное погружение от ГКР на юго-запад с отметок от -1380 м до -1860 м.

По отражающему горизонту ОГ-IV на западном борту выделяется три локальных структур.

Первая из трех структур расположена в центральной части в районе скважин К-2, К-10, К-11 и К-12. Структура с запада оконтуривается изогипсой -1500 м, с севера ограничена тектоническим нарушением f1 с юга нарушением f5. С востока примыкает к Главному Каратаускому разлому. Поднятие разделено на три части тектоническими нарушениями f2, f4.

Первая часть расположена в районе скважины К-2, с севера и юга осложнена нарушениями f1 и f2.

Вторая часть расположена в районе скважины К-11, так же, как и первая с юга ограничена тектоническим нарушением f4 и имеет наивысшую отметку -1400 м.

Третья часть расположена в районе скважин К-10 и К-12 и имеет наивысшую отметку -1448 м. Размеры структуры 4,625х1,400 км с амплитудой 120 м.

Вторая брахиантиклинальная структура расположена в южной части Западного борта в районе скважин К-14 и К-15 оконтуривается по замкнутой изогипсе -1580 м и имеет размеры 1,875х0,875 км амплитудой 17 м.

Третья брахиантиклинальная структура находится чуть южнее от третьей структуры в районе скважин К-16 и К-17, который оконтуривается по изогипсе -1600 м. Размеры структуры 2,750х1,650 км и амплитудой 40 м.

Структурный план по кровле отложений дощанской свиты (отражающий горизонт IV/) также делится на два борта Восточный и Западный разделяющийся Главным Каратауским разломом (ГКР).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Восточный борт осложнен многочисленными тектоническими нарушениями (f13-f37) разных амплитуд в разных направлениях и моноклиально погружается с севера на юг с отметок от -1700 м до -2650 м.

Западный борт также, как выше описанный горизонт имеет моноклиальное погружение с ГКР на запад.

По поверхности дощанской свиты на Западном борту выделяется пять локальных структур.

Первая структура расположена на самом севере площади в районе скважины К-22. Полуантиклинальная структура оконтуривается изогипсой -1850 м с запада и ограничена с востока ГКР, с севера тектоническим нарушением. Размеры структуры 1,850x0,625 км амплитудой 50 м.

Вторая брахиантиклинальная двухсводовая структура расположена в центральной части Западного борта в районе скважины К-2, оконтуривается изогипсой -1750 м и ограничена с северо-востока ГКР с юго-востока тектоническим нарушением f2 и имеет размеры 2,100x1,300 км амплитуда 60 м.

Третья двухсводовая брахиантиклинальная структура находится в районе скважин К-3, К-10, К-11, К-12 оконтуривается изогипсой -1850 м с востока ограничен ГКР с севера тектоническим нарушением f3. Структура осложнена тектоническими нарушениями f4 и f5. Южный свод данной структуры расположена в районе скважины К-3 и имеет наивысшую отметку -1798 м. Северный свод расположен в районе скважин К-10, К-11 и имеет наивысшую отметку -1777 м. Размеры структуры 3,250x1,00 км амплитуда поднятия 70 м.

Четвертая брахиантиклинальная двухсводовая структура находится в южной части Западного борта в районе скважин К-1, К-5, К-6, К-7, К-15. Первый свод структуры находится в районе скважины К-7 наивысшей отметкой -1880 м. Второй свод в районе скважины К-16 с наивысшей отметкой -1878 м. Размер структуры 4,300x2,250 км амплитудой более 40 м.

По кровле айбалинской свиты (отражающий горизонт V) структура также делится на два борта Восточный и Западный разделяющийся ГКР.

Восточный борт имеет сложную конфигурацию, осложненный глубокими тектоническими нарушениями (f13-f37) южной части борта.

Структура поверхности айбалинской свиты ОГ-V постепенно погружается с ГКР на восток образуя глубокие впадины в центральной части глубиной до -3340 м.

Западный борт осложнен тектоническими нарушениями (f1-f5) разных амплитуд в разных направлениях. Поверхность по ОГ-V постепенно погружается с северо-востока на юго-запад с отметок -1950 м до -2350 м.

По поверхности айбалинской свиты на Западном борту выделяется три локальных структур.

Первая брахиантиклинальная структура расположена в северной части Западного борта в районе скважины К-2 ограниченная замкнутой изогипсой -2010 м и имеет размеры 2,750x1,200 км с амплитудой 60 м.

Вторая структура расположена чуть южнее от первой между разломами f2, f3. Полусводовая структура оконтуривается изогипсой -2050 м и экранирована с юга разломом f3. Размеры структуры 0,5x0,5 км с амплитудой 20 м.

Третья антиклинальная структура расположена в районе скважин К-3, К-10, К-11, К-12, К-13 оконтуривается изогипсой -2150 м и имеет размеры 2,300x1,125 км с амплитудой 60 м.

Структурный план по кровле сазымбайской свиты (отражающий горизонт VI), представлен в юго-западной части площади в районе скважин К-1, К-5 и К-6. В центральной части структурной карты по ОГ-VI выделяется антиклинальное поднятие ограниченная замкнутой изогипсой -3170 м. Размеры структуры 1,750x1,550 км с амплитудой 25 м.

1.2.5.3. Нефтегазоносность

На месторождении Калжан по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в карагансайской свите средней юры, дощанской свиты нижне-средней юры, айболинской и сазымбайской свит нижней юры установлены 14 нефтяных и 5 газовых залежей, приуроченных к горизонтам Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3, Ю-IV-1-4, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-V-2, Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3-А, Ю-VI-3-Б.

Ниже приводится характеристика выявленных на месторождении Калжан залежей нефти отдельно по продуктивным горизонтам.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1 приурочен к карагансайской свите. Отложения карагансайской свиты вскрыты всеми пробуренными скважинами.

Нефтяная залежь в районе скважины К-16 выделена по результатам интерпретации ГИС и

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет от 29 м до 99 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 0,9 м. В скважине выделено 14 пластов-коллекторов, коэффициент песчаности – 0,414.

В результате опробования интервала 1691,3-1692,3 м (-1574,49-1575,49 м), получен приток нефти дебитом 10,3 м³/сут.

ВНК принят на абсолютной отметке -1575,6 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 850х550 м, высота залежи порядка 5,6 м. Площадь нефтеносности равна 369 тыс.м². По типу природного резервуара залежь является водоплавающей, экранированной с востока тектоническими нарушениями.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2. приурочен к карагансайской свите.

Нефтяная залежь в районе скважин К-10 и К-12 выделена по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет от 9 м до 48 м, среднее значения толщин, вскрытых скважинами равно 5,4 м. В разрезе скважин прослеживается два пласта-коллектора, коэффициент песчаности – 0,290.

В результате испытания интервалов 1640-1644 м (-1541,60-1545,60 м) и 1644,4-1646 м, 1656,5-1661,0 м (-1542,09-1543,69 м, -1554,19-1558,69 м), получены притоки нефти дебитами 13,1 и 13,4 м³/сут, соответственно.

Размеры залежи 1250х675 м, высота залежи 38,7 м. Площадь нефтеносности 612 тыс.м². УВНК принят на абсолютной отметке -1558,7 м по подошве нефтеносного пласта в скважине К-12. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная нарушением с запада и севера.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-3. Выделены две нефтяные и две газовые залежи в районе скважин К-2, К-16, К-17 и К-21.

Газовая залежь в районе скважины К-2 расположена в северной части Западного борта. Залежь изучена по результатам ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет от 20 м до 51 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 12,8 м. В разрезе скважин прослеживается шесть пластов-коллекторов, коэффициент песчаности – 0,305.

При опробовании объектов VII, VIII и IX из интервалов 1689-1695 м (-1569,82-1575,82 м, -1586,82-1588,82 м), 1715-1721 м (-1595,82-1601,82 м) и 1677-1680 м (-1557,82-1560,82 м), получен приток газа.

УГВК принят на абсолютной отметке -1600,7 м по подошве газоносного пласта. Размеры залежи 1675х650 м, высота залежи 50 м. Площадь газоносности 907 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с востока.

Газовая залежь в районе скважины К-16 расположена в южной части Западного борта. Залежь выделена по данным ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3,7 м. В разрезе скважин прослеживается два пласта-коллектора, коэффициент песчаности – 0,109.

В результате опробования в интервале 1818,7-1822,7 м (-1701,89-1706,89 м), получен газ.

УГВК принят на абсолютной отметке -1698,7 м по подошве газоносного пласта. Размеры залежи 900х575 м, высота залежи 5 м. Площадь газоносности 422 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с востока.

Нефтяная залежь в районе скважины К-17 расположена в южной части Западного борта и выделена по результатам ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,2 м. В разрезе скважин прослеживается четыре пласта-коллектора, коэффициент песчаности – 0,076.

В скважине К-17 при опробовании интервалов 1846,3-1848,3 м, 1851,5-1853,5 м, 1855-1857 м (-1727,10-1729,10 м, -1732,30-1734,30 м, -1735,80-1737,80 м), получена нефть дебитом 2,8 м³/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -1737,8 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 825х675 м, высота залежи 10 м. Площадь нефтеносности 533 тыс.м². Нефтяная залежь пластовая, сводовая.

Нефтяная залежь в районе скважины К-21 расположена в самой южной части Восточного борта и выделена по результатам интерпретации ГИС, запасы представлены впервые. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3,8 м. В разрезе скважин прослеживается четыре пласта-коллектора, коэффициент песчаности – 0,165.

УВНК принят на абсолютной отметке -1608,9 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 950х800 м, высота залежи 38,9 м.

Площадь нефтеносности 652 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная нарушением с запада и востока.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-4. Выделены три нефтяные залежи в районе скважин К-14, К-16 и К-21.

Нефтяная залежь в районе скважина К-14 расположенная южной части Западного борта и выделена по данным ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет от 15 м до 23 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 8,8 м. В разрезе скважин прослеживается четыре пласта-коллектора, коэффициент песчаности– 0,587.

В результате испытания интервалов 1883,2-1886,2 м, 1887,4-1892,4 м, 1896-1898 м (-1759,15-1762,15 м, -1763,35-1768,35 м, -1771,95-1773,95 м), получен приток нефти дебитом 11,6 м³/сут.

ВНК принят на абсолютной отметке -1773,8 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 1925х825 м, высота залежи 13,6 м. Площадь нефтеносности 1213 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с востока.

Нефтяная залежь в районе скважины К-16 расположенная в южной части Западного борта и выделена по данным ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. В результате испытания в интервалах 1887,2-1888,2 м, 1890,5-1893 м, 1897,5-1902,5 м (-1771,39-1770,39 м, 1773,69-1776,19 м, 1780,69-1785,69 м), прямого притока не получено. По данным записи профиля притока определена как густая нефть. Пласт определен как низкопродуктивный. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,9 м. В разрезе скважин прослеживается четыре пласта-коллектора, коэффициент песчаности– 0,288.

ВНК принят на абсолютной отметке -1784,7 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 1525х1000 м, высота залежи 35 м.

Площадь нефтеносности 1298 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с востока.

Нефтяная залежь в районе скважины К-21 расположена в самой южной части Западного борта и выделена по результатам интерпретации ГИС, запасы представлены впервые. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 11,8 м. В разрезе скважины прослеживается восемь пластов-коллекторов, коэффициент песчаности– 0,513.

УВНК принят на абсолютной отметке -1707,4 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 1025х800 м, высота залежи 57 м.

Площадь нефтеносности 700 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с запада и востока тектоническими нарушениями.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 выявлена одна нефтяная залежь в районе скважины К-6 расположенной в южной части и выделена по результатам ГИС, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет 27 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 6,0 м. В разрезе скважин прослеживается шесть пласта-коллектора, коэффициент песчаности– 0,222.

УВНК принят на абсолютной отметке -1908,0 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 1150х925 м, высота залежи 25 м. Площадь нефтеносности 823 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, ограниченная с севера зоной глинизации. Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2. Выделены две газовые залежи в районе скважин К-22 и К-2.

Газовая залежь в районе скважины К-22 расположена в северной части Западного борта. Залежь изучена по ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет 10 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 2,7 м. В разрезе скважин прослеживается один пласт-коллектор, коэффициент песчаности– 0,270.

В результате опробования интервала 1977-1980 м (-1824,80-1827,80 м), получен приток газа.

УГВК принят на абсолютной отметке -1827,5 м по подошве газоносного пласта. Размеры залежи 925х525 м, высота залежи 25 м. Площадь нефтеносности 311 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с востока.

Газовая залежь в районе скважины К-2 расположена в центральной части Западного борта. Залежь изучена по ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет 14 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,3 м. В разрезе скважин прослеживается один пласт-коллектор, коэффициент песчаности– 0,307.

При испытании интервала 1938-1943 м (-1818,82-1823,82 м), получен слабый приток газа.

УГВК принят на абсолютной отметке -1824,2 м по подошве газоносного пласта. Размеры залежи 1400х1100 м, высота залежи 44 м. Площадь нефтеносности 1478 тыс.м².

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-3 выявлена одна нефтяная залежь в районе скважины К-3 расположенная в центральной части Западного борта. Залежь изучена по ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет 32 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 6,6 м. В скважине выделено пять пластов-коллекторов, коэффициент песчаности– 0,206.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Нефтяная залежь выявлена по результатам опробования, где получен приток нефти с водой дебитами 0,5 и 4,5 м³/сут в интервале 2031-2034 м, 2037-2042 м (-1898,57-1901,57 м, -1904,57-1909,57 м). Получение притока воды связано с наличием перетоков из нижележащего интервала 2060-2085 м, где наблюдается аномалия изменения на кривых ГИС (СТД, термометрия, манометрия) при проведении профиля притока, указывающего на нарушение герметичности колонны в этом интервале и поступление воды в ствол скважины. Заколонный переток возможно из верхележащих интервалов. После спуска насоса получен приток нефти с водой дебитами: нефти 18,0 м³/сут, воды 162 м³/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -1919,7 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 550х700 м, высота залежи 30 м. Площадь нефтеносности 304 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, ограниченная с севера и юга зоной глинизации.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-4. Выделены одна газовая залежь в районе скважин К-2 расположенная в северной части Западного борта изучена по ГИС и доказана опробованием, запасы представлены впервые. Общая толщина горизонта составляет 33 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,3 м. В скважине выделено три пласта-коллектора, коэффициент песчаности – 0,130.

В результате опробования интервалов 2028-2031; 2039-2041; 2048-2050 м (-1908,82-1911,82 м, 1919,82-1920,82 м, 1928,82-1930,82 м), получен слабый приток газа с водой.

УГВК принят на абсолютной отметке -1930,9 м по подошве газоносного пласта. Размеры залежи 1550х1100 м, высота залежи 60 м. Площадь нефтеносности 1480 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с запада и востока.

Продуктивный горизонт Ю-V-2 стратиграфически приурочен к отложениям айбагинской свиты нижней юры и содержит одну нефтяную залежь, запасы представлены впервые.

Общая толщина горизонта составляет 8,0 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 2,4 м. В скважине выделен один пласт-коллектор, коэффициент песчаности – 0,300.

Нефтяная залежь установлена по результатам опробования скважины К-1, где при испытании интервала 3037-3040 м (-2912,72-2915,72 м), получена нефть с водой V_н=319,6 м³.

УВНК принят на абсолютной отметке -2915,4 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 1300х1250 м, высота залежи 15 м. Площадь нефтеносности 1112 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, ограниченная с юго-востока зоной глинизации.

Продуктивный горизонт Ю-VI-1 стратиграфически приурочен к отложениям сазымбайской свиты нижней юры и содержит одну нефтяную залежь в районе скважин К-5 и К-6 расположенные в южной части Западного борта и выделены по результатам ГИС и доказаны опробованием. Общая толщина горизонта в среднем составляет 34 м, эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем равна 11,7 м. В скважинах выделен восемь пластов-коллекторов, коэффициент песчаности – 0,332.

В скважине К-5 при испытании интервалов 3270-3278; 3279-3287 м (-3152,04-3169,04 м, -3161,4-3169,04 м), получена нефть дебитом 1,0 м³/сут.

ВНК принят на абсолютной отметке -3177,6 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 1775х850 м, высота залежи 32 м. Площадь нефтеносности 1602 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, ограниченная с северо-запада зоной глинизации.

Продуктивный горизонт Ю-VI-2 выявлена одна нефтяная залежь в районе скважины К-6 расположенный в южной части Западного борта и выделен по данным ГИС и доказан опробованием. Общая толщина горизонта составляет 22 м, эффективная нефтенасыщенная толщина в равна 13,3 м. В скважине выделен четыре пласта-коллектора, коэффициент песчаности – 0,605.

При испытании интервала 3320-3341 м (-3198,17-3219,17 м), получен приток нефти дебитом 3,1 м³/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -3213,5 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 1100х1000 м, высота залежи 32 м. Площадь нефтеносности 703 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, ограниченная с северо-запада зоной глинизации.

Продуктивный горизонт Ю-VI-3-А выявлена одна нефтяная залежь в районе скважины К-6 расположенный в южной части Западного борта и выделен по результатам ГИС и доказан опробованием. Общая толщина горизонта составляет 15 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 5,0 м. В скважине выделен пять пластов-коллектора, коэффициент песчаности – 0,333.

В результате опробования интервалов 3364-3365,5 м, 3367,5-3370 м, 3375-3380 м, 3383-3386 м, 3389,5-3390,5 м (-3242,17-3243,67 м, -3245,67-3248,17 м, -3253,1-3258,17 м, -3261,17-3264,17 м, -3267,67-3268,68 м), получен приток нефти дебитом 2,0 м³/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -3263,7 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры

залежи 775х950 м, высота залежи 21 м. Площадь нефтеносности 467 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, ограниченная с северо-запада зоной глинизации.

Продуктивный горизонт Ю-VI-3-Б выявлена одна нефтяная залежь в районе скважины К-6 расположенный в южной части Западного борта изучена по данным ГИС и доказана опробованием. Общая толщина горизонта в среднем составляет 30 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 9,0 м. В скважине выделен девять пластов-коллекторов, коэффициент песчаности – 0,300.

При испытании интервала 3398-3407 м (-3276,17-3285,17 м), получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -3295,7 м по подошве нефтеносного пласта. Размеры залежи 775х1050 м, высота залежи 28 м. Площадь нефтеносности 533 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, ограниченная с северо-запада зоной глинизации.

1.2. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям

1.3.1. Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- ландшафты;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

На расстоянии 1000 м от участка поверхностные водные объекты отсутствуют, сам участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе эксплуатации объекта негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

Учитывая удаленное место расположения от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;
- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

В связи с отсутствием негативного воздействия на водные ресурсы проведение мониторинга водных ресурсов не требуется.

1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 1.8 и 1.9.

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение в пределах блоков XXVIII-37-A,B,D(частично),E(частично), F(частично), в Кызылординской области РК, владеет ТОО «Саутс-Ойл», согласно Контракта №662 от 24.04.2001 г на проведение разведки УВС.

Площадь Калжан в административном отношении находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). На расстоянии 40 км к востоку находится газонефтяное месторождение Кумколь.

Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов.

В географическом отношении площадь расположена в южной части Торгайской низменности, в западной части Аксайской горстантиклинали.

Климат резко континентальный с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха в летний период достигает +45°C, а зимой снижается до -40°C.

Среднегодовое количество осадков незначительно и приходится на зимне-весенний период.

Для района характерны сильные ветры западного и юго-западного направления летом, а в остальное время года северного и северо-восточного направления.

Животный и растительный мир типичный для пустынь и полупустынь.

Гидросеть и источники водоснабжения отсутствуют. Обеспечение водоснабжением осуществляется из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Местные источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями.

Строительные материалы в районе не обнаружены.

Геологоразведочные работы начаты в 2011г на основании «Проекта поисков залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл», в западной части Южно-Торгайской впадины.

В ходе реализации этого проекта на структуре Калжан в юго-восточной части лицензионной территории в период 2012-2013 гг. пробурены 5 поисково-разведочных скважин (К-1, К-2, К-3, К-5, К-6) с проектным горизонтом J1ab.

Месторождение открыто в 2013 г. В результате опробования скважины К-3, где получен приток нефти из верхнеюрских отложений (Ю-IV-2-3 горизонт).

АО «НИПИнефтегаз» в 2014 году выполнил «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Калжан по состоянию изученности на 01.09.2013г» (Протокол ГКЗ №1446-14-П от 07.08.2014г). ГКЗ РК на баланс приняты запасы нефти и растворенного газа по месторождению составили :

нефти:

по категории C1 – геологические - 628 тыс.т., извлекаемые -188 тыс.т.;

по категории C2 – геологические - 3868 тыс.т., извлекаемые -1160 тыс.т.;

растворенного газа:

по C1 – геологические -67 млн.м3 в том числе извлекаемые -20 млн.м3;

по C2 – геологические -388 млн.м3 в том числе извлекаемые -116 млн.м3;

В 2014 году АО «НИПИнефтегаз» был составлен «Проект пробной эксплуатации на месторождении Калжан по состоянию изученности на 01.07.2014г».

На основании этого проекта и согласно Рабочей программы в 2015 году была пробурена разведочная скважина К-7.

В 2015 году был составлен «Проект оценочных работ залежей нефти и газа по Контрактной территории №662 ТОО «Саутс-Ойл» в пределах блоков XXVIII-37-A-B-D (частично), E (частично), F (частично), расположенных в Карагандинской и Кызылординской областях. (Протокол №58/13 от 17.04.2015г).

В период 2017-2019 гг. на основании «Дополнения №1 к Проекту оценочных работ» утвержденного ЦКР и Р (протокол №83/8 от 31.03.2017 г), пробурены 6 оценочных скважин (К-10, К-11, К-12, К-13, К-14, К-15).

В 2020 году ТОО «НПЦ ТуранГео» был составлен «Проект разведочных работ на Контрактной территории №662 ТОО «Саутс-Ойл».

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

На основании этого проекта на структуре Калжан в южной части лицензионной территории пробурены 4 разведочных скважин (К-16, К-17, К-21, К-22).

По результатам геологоразведочных работ, составлялся стратиграфический разрез месторождения, при этом учитывались и анализировались возраста отложений продуктивных горизонтов в разрезах рядом расположенных месторождений Арысум и Дошан, в связи с чем произошли изменения возрастов отложений продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-IV-А, Б в ОПЗ-2014 г.

В 2022 году, проектной компанией ТОО «НПЦ Туран Гео», составлен и представлен в ГКЗ РК «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Калжан» [9], по состоянию на 01.07.2021 года (протокол ГКЗ РК №2328-21-У от 29 июня 2022 года). Согласно утвержденного отчета «Подсчет запасов ...», запасы нефти и растворенного газа по месторождению составили:

нефти:

по категории С1 – геологические - 1595 тыс.т., в том числе извлекаемые -511 тыс.т.;

по категории С2 – геологические - 1388 тыс.т., в том числе извлекаемые -311 тыс.т.;

растворенного газа:

по С1 – геологические -136,5 млн.м3 в том числе извлекаемые -44,2 млн.м3;

по С2 – геологические -77,5 млн.м3 в том числе извлекаемые -17,4 млн.м3;

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе ТОО «САУТС-ОЙЛ» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.

Объект исследования – система разработки месторождения Калжан.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Калжан, в связи с завершением периода разведки, для оценки месторождения и для последующего закрепления периода добычи.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также утвержденные ГКЗ РК запасы УВ.

На основе анализа текущего состояния пробной эксплуатации обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки, с целью повышения эффективности и вовлечения в активную разработку запасов нефти невырабатываемых зон. Выполнены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки. Рассчитаны экономические показатели месторождения на прогнозный период, по технико-экономическим критериям рекомендован наиболее рациональный вариант. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования. Представлены рекомендации по методам вскрытия пластов бурением и перфорацией, освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по доразведке, контролю разработки продуктивных горизонтов и эксплуатации скважин, рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды. Обоснованы способы эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, оптимизации промысловой системы сбора и транспорта продукции скважин и ППД.

На месторождении Калжан испытания продуктивных горизонтов проводились в отложениях айболинской, сазымбайской свиты нижней и карагансайской, дошанской свиты средней юры (горизонты Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3, Ю-IV-1-4; Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4; Ю-V-1, Ю-V-2 и Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3-А, Ю-VI-3-Б).

Всего на месторождении Калжан было опробовано 76 объектов по 13 скважинам. Безводные притоки нефти получены из 11 объектов, нефть с водой – из 2 объектов, приток газа – из 7 объектов, пластовая вода – из 13 объектов, пластовая вода с пленкой нефти из 1 объекта и в 42 объектах притока не получено.

Горизонт Ю-IV-1-1 опробован тремя объектами из скважин К-3, К-16.

В скважине К-3 из интервалов 1583-1588 м (III об.) и 1607,5-1628 м (IX об.), получены притоки воды. Объекты водоносные.

В скважине К-16 в результате испытания интервала 1691,3-1692,3 м, получен приток нефти дебитом 10,3 м³/сут. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2 охарактеризован шестью объектами в скважинах К-1, К-3, К-7, К-10, К-12, К-13.

Скважина К-1 испытана одним объектом в интервале 1954-1957,5 м, где получен приток газа. Объект газоносный.

В скважине К-3 при испытании интервалов 1679-1683,5, 1694-1695, 1723-1724, 1732-1733, 1734,5-1737 м, получен приток воды. Объект водоносный.

При опробовании IV объекта в интервале 1899,5-1903,5 м в скважине К-7 получен приток воды. Объект водоносный.

В скважине К-13 при испытании интервалов 1732,5-1733, 1734,5-1735,5 м, получен приток воды с пленкой нефти.

В результате опробования интервалов 1640-1644 м (К-10) и 1644,4-1646; 1656,5-1661,0 м (К-12), получены притоки нефти дебитами 13,1 и 13,4 м³/сут, соответственно. Объекты нефтеносные.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-3 опробовано шестью объектами из скважин К-2, К-13, К-16, К-17.

В скважине К-2 испытано три объекта из интервалов 1689-1695 м (VII об.); 1715-1721 м (VIII об.) и 1677-1680 м (IX об.), получены притоки газа. Объекты газоносные.

При опробовании V объекта в интервалах 1797,7-18023,7, 1807,3-1808,3 м в скважине К-13, притоков не получено. Объект «сухой».

В скважине К-16 опробован один объект. В результате опробования в интервале 1818,7-1822,7 м, получен газ. Объект газоносный.

В скважине К-17 при испытании IV объекта в интервале 1846,3-1848,3; 1851,5-1853,5; 1855-1857 м, получена нефть дебитом 2,8 м³/сут. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-4 испытан тремя объектами в скважинах К-14, К-16, К-17.

В скважине К-14 из интервалов 1883,2-1886,2; 1887,4-1892,4; 1896-1898 м, получен приток нефти дебитом 11,6 м³/сут. Объект нефтеносный.

При опробовании I объекта в интервалах 1887,2-1888,2 м, 1890,5-1893,0, 1897,5-1902,5 м, запись профиля притока на пробе густая нефть. Объект слабонефтеносный.

При опробовании III и IV объектов в скважине К-17, притоков не получено. Объекты «сухие».

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 испытан в скважине К-1 в интервале 2055-2072 м притоков не получено. Объект «сухой».

В скважине К-7 из интервала 2048-2053 м, получен приток воды. Объект водоносный.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2 охарактеризована двумя объектами в скважинах К-2, К-22.

При опробовании V объекта в интервале 1938-1943 м, получен слабый приток газа. Объект газоносный.

В скважине К-22 испытан один объект в интервале 1977-1980 м, получен приток газа. Объект газоносный.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-3 опробован одним объектом в скважине К-3. В результате получен приток нефти с водой дебитами 0,5 и 4,5 м³/сут в интервале 2031-2034 м, 2037-2042 м (-1898,57-1901,57 м, -1904,57-1909,57 м). Получение притока воды связано с наличием перетоков из нижезалегающего интервала 2060-2085 м, где наблюдается аномалия изменения на кривых ГИС (СТД, термометрия, манометрия) при проведении профиля притока, указывающего на нарушение герметичности колонны в этом интервале и поступление воды в ствол скважины. Заколонный переток возможно из верхнезалегающих интервалов. После спуска насоса получен приток нефти с водой дебитами: нефти 18,0 м³/сут, воды 162 м³/сут.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-4 испытан одним объектом в скважине К-2.

В результате опробования интервалов 2028-2031 м, 2039-2041 м, получен слабый приток газа с водой.

Продуктивный горизонт Ю-V-2 испытан в скважине К-1 в интервале 3037-3040 м, получена нефть объемом 319,6 м³ с водой. Объект нефтеводоносный.

Продуктивный горизонт Ю-VI-1 опробован двумя объектами. В скважине К-5. При испытании интервалов 3270-3278 м, 3279-3287 м при 10 мм штуцере получена нефть дебитом 1,0 м³/сут.

В результате опробования II объекта притоков не получено.

Продуктивный горизонт Ю-VI-2 испытан одним объектом. В результате испытания интервала 3320-3341 м, получен приток нефти дебитом 3,1 м³/сут. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-VI-3-А испытан в скважине К-6 из интервалов 3364-3365,54 м, 3367,5-3370 м, 3375-3380 м, 3383-3386 м, 3389,5-3390,5 м, получен приток нефти дебитом 2,0 м³/сут. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-VI-3-Б протестирован одним объектом в скважине К-6, из интервала 3398-3407 м, получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут на 8 мм штуцере.

Из 45 объектов опробованных вне горизонтов, 8 – водоносных объектов и 37 – сухих.

На месторождении Калжан на дату составления данного проектного документа 01.07.2021 г. всего было проведено 2 гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) в 2-х скважинах (К-5 и К-6), и 4 гидродинамических исследований методом неустановившихся отборов (КВД, КПД и КВУ) в 4-х скважинах (К-10, К-12, К-14 и К-17).

Гидродинамические исследования разведочных скважин проводились в соответствии с инструкцией по исследованию продуктивных объектов. Целью проводимых гидродинамических исследований являлось:

- уточнение данных о гидродинамических свойствах продуктивного объекта, необходимых для дальнейшего проектирования;
- получение информации о динамике процесса эксплуатации, необходимой для его регулирования;
- определение технологической эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи.

Основная задача исследований заключалась в определении коэффициентов продуктивности объектов, определении проницаемости, гидропроводности и подвижности по данным гидродинамических исследований объекта с учетом физико-химических свойств пластовой нефти.

Исследования методом установившихся отборов (МУО)

В процессе исследования скважин методом установившихся отборов производился следующий объем работ:

1. Замер дебита на каждом режиме;
2. Замер давления на устье, в затрубье НКТ.
3. Отбор поверхностных и глубинных проб нефти, механических примесей после установления режима;
4. Замер пластового давления;
5. Определение температуры на глубине спуска глубинного манометра.

Исследования скважин проводились методом установившихся отборов на 3-х режимах. При исследовании проводились замеры забойного давления на 3-х режимах, замеры дебита жидкости и газа. Отобраны глубинные пробы нефти пробоотборником ВПП-300 – 3 камеры на химический анализ.

Замеры забойных давлений на скважинах 5 и 6 производились электронным манометром "Микон-107" на глубине 2300 м.

Произведены замеры дебита жидкости, газа и забойного давления глубинным манометром при работе скважины 5 на штуцерах с диаметрами 8 мм, 10 мм и 12 мм, при работе скважины 6 на штуцерах с диаметрами 6 мм, 8 мм и 10 мм. Замер дебита жидкости производились в 50 м³ емкостях, путем замера уровня жидкости в отрезках определенного времени с замером забойных давлений.

Так как при исследовании МУО давления на каждом режиме работы скважин были замерены на глубине 2300 м, для определения пластовых условий в интервале притока замеренные значения давления были приведены на глубину середины интервала перфорации (СИП).

Результаты гидродинамических исследований МУО приведены в таблицах 3.1.2-3.1.3. По результатам исследований построены индикаторные диаграммы, показанные на рисунках 3.1.1-3.1.2, на основании которой определены коэффициенты продуктивности.

На индикаторных кривых видно, что дебит в зависимости от депрессии на пласт изменяется линейно. Отсюда следует, что со сменой режима работ в составе притока и в пласте значительных изменений не происходит.

Начальные пластовые давления залежей на глубине 2300 м получены в среднем на уровне 10 МПа, что ниже гидростатического на 50%. Так же разница пластового давления и давления насыщения невелика, всего 1-2 МПа. Поэтому тип залежи следует отнести к пластам с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) и необходимо реализовать соответствующие системы для разработки данных залежей.

Значения пластовых давлений, приведенных к середине интервала перфорации (СИП) и к уровню ВНК составили: Ю-VI-1 – 15,06 и 15,27 МПа, для Ю-VI-3-Б– 16,89 и 17,1 МПа. Значения гидростатического давления по горизонтам на СИП составляют соответственно 33,2 и 34,5 МПа.

Исследования МУО скважин 5 и 6 показали, что пласты Ю-VI-1 и Ю-VI-3-Б относятся к низкопродуктивным пластам.

Для низкопродуктивных залежей рекомендуется проводить исследования КВУ или замеры уровней эхолотом, а также стационарный замер давлений глубинным манометром.

Таблица 1.5-1 – Результаты МУО, скважина 5 (интервалы перфорации 3270-3278, 3279-3287 м)

Время проведения замеров	Режим, мм	$Q_H, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_T, \text{тыс.м}^3/\text{сут}$	Давления, МПа			Депрессия		$K_{пр.}, \text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$
				Рпл	Рзаб	Ртр	МПа	%	
09.10.2013	8	0,4	1,062	9,8023	9,3661	0,8	0,4362	4,4	0,917
09.10.2013	10	1	2,638		8,6615	0,7	1,1408	11,6	0,877
10.10.2013	12	1,5	4,15		8,1356	0,7	1,6667	17,0	0,900

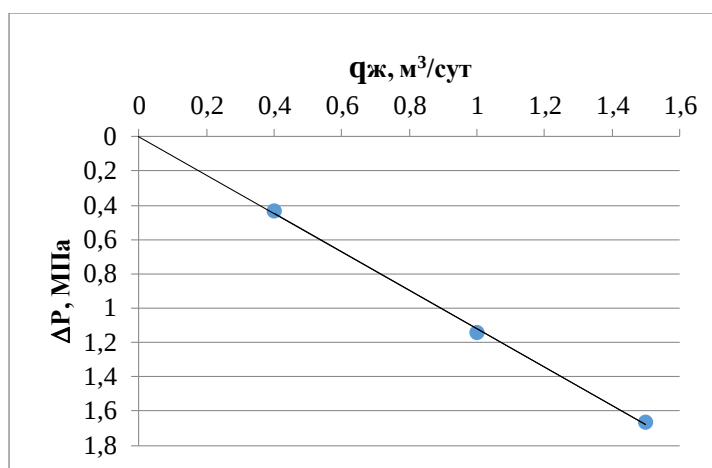


Рисунок 3. – Индикаторная диаграмма скважины

Таблица 1.5-2 – Результаты МУО, скважина 6 (интервал перфорации 3398-3407 м)

Время проведения замеров	Режим, мм	$Q_H, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_T, \text{тыс. м}^3/\text{сут}$	Давления, МПа			Депрессия		$K_{пр.}, \text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$
				Рпл	Рзаб	Ртр	МПа	%	
07.10.2013	6	0,12	0,765	11,08	10,91	3,3	0,17	1,5	0,706
07.10.2013	8	2	3,783		8,1506	3,3	2,93	26,4	0,683
08.10.2013	10	2,8	5,25		7,1975	3,3	3,88	35,0	0,721

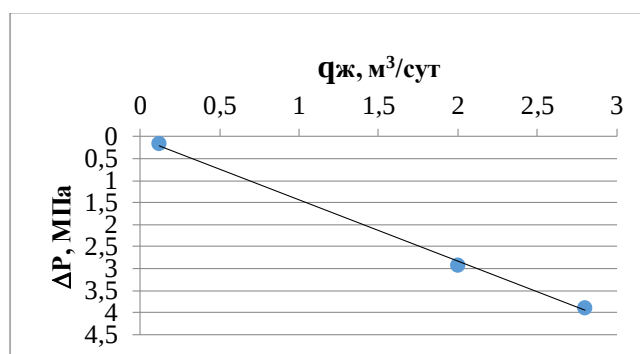


Рисунок 4 – Индикаторная диаграмма скважины 6

Исследования методом неустановившихся отборов (КВД, КПД и КВУ)

Всего на дату составления данного проектного документа 01.07.2022 г. было проведено 4 гидродинамических исследований методом неустановившихся отборов (КВД, КВУ и КПД) в 4-х скважинах (К-10, К-12, К-14, и К-17).

В скважине К-10, исследование КВУ проведено в период 28.10.2017-30.10.2017г. в интервале перфорации 1640-1644 м пласт Ю-IV-1-2. Интерполированное пластовое давление составило 16,8 МПа, забойное давление составило 13,6 МПа. Замеренный дебит нефти составил 2,63 м³/сут. Учитывая интерполированное пластовое давление и дебит нефти, рассчитанный коэффициент продуктивности составил 0.82 (м³/сут)/МПа. Определенная проницаемость составила 126.42 мД. Загрязнение призабойной зоны скважины со значением скин-фактора 1,51.

В скважине К-12, исследование КВД проведено в период 10-12.02.2019г. в интервале перфорации 1644,4-1646м, 1656,5-1661м пласт Ю-IV-1-2. Интерполированное пластовое давление составило 20,2 МПа, забойное давление составило 19,9 МПа. Рассчитанный коэффициент продуктивности составил 7,9 (м³/сут)/МПа. Определенная проницаемость составила 114.34 мД. Загрязнение призабойной зоны скважины со значением скин-фактора 0,31.

В скважине К-14, исследование КПД проведено в период 25-27.05.2020г. в интервале перфорации 1883,2-1886,2м, 1887,4-1892,4м, 1896-1898м пласт Ю-IV-1-4. Интерполированное пластовое давление составило 21,73 МПа, забойное давление составило 15,67 МПа. Рассчитанный коэффициент продуктивности составил 4,16 (м³/сут)/МПа. Определенная проницаемость составила 191,26 мД. Загрязнение призабойной зоны скважины со значением скин-фактора 1,55.

В скважине К-17, исследование КПД проведено в период 29-31.03.2021 г. в интервале перфорации 1846,3-1848,3м, 1851,5-1853,5м, 1855-1857м пласт Ю-IV-1-3. Интерполированное пластовое давление составило 19,64 МПа, забойное давление составило 15,88 МПа. Рассчитанный коэффициент продуктивности составил 9,19 (м³/сут)/МПа. Определенная проницаемость составила 176,6 мД. Загрязнение призабойной зоны скважины со значением скин-фактора 2,52.

1.5.1. Характеристика энергетического состояния месторождения

На месторождении Калжан, в скважинах К-5, К-6, К-10, К-12, К-14 и К-17 замеры пластового давления определены с помощью МУО и КВД.

В 2013 году пластовое давление получено по результатам КВУ из скважины К-5 (Ю-VI-1) и К-6 (Ю-VI-3-Б). Значения пластовых давлений составили: Ю-VI-1 – 9,80, для Ю-VI-3-Б – 11,08 МПа.

В 2017 году пластовое давление получено по результатам МУО из скважины К-10 в интервале перфорации 1640-1644 м пласт Ю-IV-1-2. Интерполированное пластовое давление составило 16,8 МПа, забойное давление составило 13,6 МПа.

В 2019 году пластовое давление получено по результатам КВД из скважины К-12 в интервале перфорации 1644,4-1646м, 1656,5-1661м пласт Ю-IV-1-2. Интерполированное пластовое давление составило 20,2 МПа, забойное давление составило 19,9 МПа.

В 2020 году пластовое давление получено по результатам КПД из скважины К-14 в интервале перфорации 1883,2-1886,2м, 1887,4-1892,4м, 1896-1898м пласт Ю-IV-1-4. Интерполированное пластовое давление составило 15,67 МПа, забойное давление составило 21,73 МПа.

В 2021 году пластовое давление получено по результатам КПД из скважины К-17 в интервале перфорации 1846,3-1848,3м, 1851,5-1853,5м, 1855-1857м пласт Ю-IV-1-3. Интерполированное пластовое давление составило 15,88 МПа, забойное давление составило 19,64 МПа.

По результатам проведенных гидродинамических исследований получены зависимости изменения начальных термобарических свойств от глубины рисунки 3.1.3 и 3.1.4 по которым определены: градиент давления – 0,0098 МПа/м.

1.5.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

Месторождение Калжан вступило в пробную эксплуатацию с 2015 г.

Месторождение Калжан эксплуатируется согласно к [21] «Проекту пробной эксплуатации месторождения Калжан» (протокол №54/21 от 12.12.2014 г).

После составления и утверждения ППЭ, т.е. на дату составления данного отчета (01.07.2021 г.), на месторождении Калжан дополнительно было пробурено 10 скважин (К-10, К-11, К-12, К-13, К-14, К-15, К-16, К-17, К-21, К-22).

Таким образом, на дату анализа 01.07.2022 г. в пределах горного отвода на месторождении Калжан общий пробуренный фонд скважин составляет 16 ед, из них: 15 в консервации, 1 в освоении. Фонд пробуренных скважин приводится в таблице 1.5.1-1.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В таблице 1.5.1-2 представлена динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по среднемесячным дебитам нефти и жидкости по диапазонам на 2015-2017 гг. Как видно из представленной таблицы, на конец пробной эксплуатации к малodeбитному фонду (с дебитом по нефти менее 5 т/сут) относится одна скважина.

По среднемесячным дебитам жидкости к малodeбитному фонду (с дебитом по нефти менее 5 т/сут) относится одна скважина.

Таким образом, средний дебит по нефти и жидкости на конец пробной эксплуатации в целом по месторождению составил, соответственно, 0.90 т/сут и 0.90 т/сут.

В таблице 1.5.1-3 представлена динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по среднемесячной обводненности добываемой продукции по диапазонам на 2015-2017гг. Как видно из представленной таблицы, на конец пробной эксплуатации 1 скважина характеризуется работой с обводненностью добываемой продукции в интервале ниже 10%.

Таким образом, среднемесячная обводненность добываемой продукции на конец пробной эксплуатации в целом по месторождению составила 0.29%.

Таблица 1.5.1-1. Состояние фонда скважин

Наименование фонда	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин	№№ скважин
1	2	3	4
1. Общий фонд скважин	1.1. Всего пробурено	16	К-1, К-2, К-3, К-5, К-6, К-7, К-10, К-11, К-12, К-13, К-14, К-15, К-16, К-17, К-21, К-22
2. Действующий фонд	2.1. Добывающие 2.2. Нагнетательные 2.3. В освоении	1	К-21
3.Бездействующий фонд	3.1. В консервации	15	К-1, К-2, К-3, К-5, К-6, К-7, К-10, К-11, К-12, К-13, К-14, К-15, К-16, К-17, К-22

Таблица 1.5.1-2 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам на 2015-2017 г.

Дата	Действующий фонд добывающих скважин, ед. (дающие продукцию)	Средний дебит скважин, т/сут		Диапазон изменения дебитов по нефти и жидкости, т/сут											
				<5		5-10		10-20		20-50		50-100		> 100	
				н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
		нефть	жидкость	Количество скважин											
2015	1	1,59	1,59	1	1										
2026	1	1,58	1,58	1	1										
2017	1	0,90	0,90	1	1										

Таблица 1.5.1-3 – Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по обводненности на 2015-2017 гг.

Дата	Действующий фонд добывающих скважин, ед. (дающие продукцию)	Средний дебит скважин, т/сут		Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %					
					<10	10-20	20-50	50-70	70-90	> 90
					Количество скважин					
2015	1	1,59	1,59	0,013	1					
2016	1	1,58	1,58	0,017	1					
	1	0,90	0,90	0,29	1					

20										
17										

В таблице 1.5.1-4 приведены основные фактические технологические показатели месторождения Калжан.

За 2015 год, отборы нефти, жидкости и газа в целом по месторождению Калжан составили, 0.24 тыс.т, 0.24 тыс.т. Добыча проводилась одной скважиной. Текущий КИН составил 0.04 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 1.8 т/сут и 1.8 т/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции на уровне 0.01%.

За 2016 год, отборы нефти, жидкости и газа в целом по месторождению Калжан составили, 0.45 тыс.т, 0.46 тыс.т. Добыча проводилась одной скважиной. Текущий КИН составил 0.1 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 1.2 т/сут и 1.2 т/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции на уровне 1.4%.

За 2017 год, отборы нефти, жидкости и газа в целом по месторождению Калжан составили, 0.08 тыс.т, 0.18 тыс.т. Добыча проводилась одной скважиной. Текущий КИН составил 0.1 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 0.9 т/сут и 1.8 т/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции на уровне 52.6%.

На конец пробной эксплуатации в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости составили 0.770 тыс.т, 0.871 тыс.т.

По состоянию 01.07.2021 в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости и газа с учетом испытание и опробование составили 4.266 тыс.т, 14.982 тыс.т, 286.229 тыс.м³.

Таблица 1.5.1-4 – Фактические технологические показатели месторождения

№№п/п	Показатели	Ю-VI-3-Б		
		2015	2016	2017
		факт	факт	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,24	0,45	0,08
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,24	0,686	0,770
2	Добыча жидкости, тыс.т	0,24	0,46	0,18
3	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,24	0,692	0,871
3	Обводненность среднегодовая (по весу), %	0,01	1,4	52,6
4	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-
5	Ввод добывающих скважин, шт.	1	-	-
5	в т.ч. из бурения	-	-	-
6	из другого фонда	-	-	-
6	из консервации	1	-	-
7	Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-
7	в т.ч.: под закачку	-	-	-
8	Фонд добывающих скважин, шт.	1	1	1
8	в т.ч.: действующих	1	1	-
9	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	1,8	1,2	0,9
9	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	1,8	1,2	1,8
10	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,36	1,00	0,27
10	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1	1	-
11	Текущий КИН, %	0,002	0,005	0,006
11	Средний газовый фактор, м ³ /т	-	-	-
12	Выработка запасов нефти, %	0,75	2,1	2,4

Таблица 1.5.1-5– Накопленная добыча с учетом опробование

Накопленная добыча с учетом опробование			
№скв	жидкость, т	нефть, т	газ, тыс.м ³
Скв. 1	1753,996	415,741	0,000
Скв. 3	4020,399	352,605	0,000
Скв. 6	871,001	770,398	73,265
Скв. 5	105,000	85,300	0,000
Скв. 10	880,103	879,101	83,603
Скв. 12	283,704	282,036	19,743

Скв. 14	769,897	769,791	53,885
Скв. 15	9,312	8,061	0,564
Скв. 16	6393,386	788,140	55,170
Скв. 17	8,400	0,490	0,000
Сумма, т	14981,798	4266	286,229
Сумма, тыс.т	14.982	4.266	286.229

Анализ технологических показателей эксплуатации

Месторождение Калжан вступило в пробную эксплуатацию с 2015 г.

Месторождение Калжан эксплуатируется согласно к [21] «Проекту пробной эксплуатации месторождения Калжан» (протокол №54/21 от 12.12.2014 г).

Согласно к [21] «Проекту пробной эксплуатации ...» было выделено один объект пробной эксплуатации - залежь горизонта Ю-VI-3-Б.

В рамках [21] «Проекта пробной эксплуатации ...» [11] представлены: программа работ и уровни добычи на период 2015-2017 гг.

Предусмотрен ввод из консервации скважину №6 в 2015 году, а также ввод из бурения одну новую скважину в эксплуатацию.

Таким образом, в целом по месторождению Калжан прогнозная добыча нефти составит:

за 2015 год – 0.754 тыс.т;

за 2016 год – 1.796 тыс.т;

за 2017 год – 2.017 тыс.т;

К концу 2017 года накопленная добыча нефти в целом по месторождению составит 7.695 тыс.т.

Сравнение проектных и фактических технологических показателей пробной эксплуатации, приведено в таблице 1.5.1-6.

Ниже приведено описание сравнения проектных и фактических технологических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Калжан.

За 2015 год фактический уровень добычи нефти ниже проектного уровня на 68.8% (0.754 тыс.т) и составил 0.24 тыс.т. Отбор жидкости ниже проектного уровня на 68.9 % (0.757 тыс.т) и составил 0.24 тыс.т. Фактический фонд добывающих скважин соответствует проектному значению и составляет одну скважину. Среднегодовой дебит нефти ниже проектного значения в 1.8 раза (3.2 т/сут) и составляет 1.8 т/сут.

Среднегодовой дебит жидкости ниже проектного значения в 1.8 раза (3.2) и составляет 1.8 т/сут. Обводненность продукции ниже проектного на 0.29% (0.3%) и составляет 0.01%.

Основная причина отставания уровней добычи нефти связана отставанием, среднего дебита нефти к проектным значениям. Также следует отметить, отстают фактические коэффициентэксплуатации (0.366 д.ед.) добывающих скважин от проектного значения.

Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 0.1%, при проектном значении – 2.07%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0.04%, при проектном значении – 0.618%.

За 2016 год фактический уровень добычи нефти ниже проектного уровня на 74.9% (1.8 тыс.т) и составил 0.45 тыс.т. Отбор жидкости ниже проектного уровня на 75 % (1.82 тыс.т) и составил 0.46 тыс.т. Фактический фонд добывающих скважин ниже проектного на одну скважину (2 ед.) и составляет одну скважину. Среднегодовой дебит нефти ниже проектного значения в 2.8 раза (3.5 т/сут) и составляет 1.2 т/сут. Среднегодовой дебит жидкости выше проектного значения в 2.9 раза (3.6 т/сут) и составляет 1.2 т/сут. Обводненность продукции соответствует проектному значению и составляет 1.4%.

Основная причина отставания уровней добычи нефти связана отставанием добывающего фонда, среднего дебита нефти к проектным значениям.

Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 0.4%, при проектном значении – 3%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0.1%, при проектном значении – 0.9%.

За 2017 год фактический уровень добычи нефти ниже проектного уровня на 95.8% (2.02 тыс.т) и составил 0.08 тыс.т. Отбор жидкости ниже проектного уровня на 91.4 % (2.08 тыс.т) и составил 0.18 тыс.т. Фактический фонд добывающих скважин ниже проектного на одну скважину (2 ед.) и составляет одну скважину. Среднегодовой дебит нефти ниже проектного значения в 3.6 раза (3.1 т/сут) и составляет 0.9 т/сут. Среднегодовой дебит жидкости выше проектного значения в 1.77 раза

(3.2) и составляет 1.8 т/сут. Обводненность продукции выше проектного на 49.6% (3%) и составляет 52.6%.

Основная причина отставания уровней добычи нефти связана отставанием добывающего фонда, среднего дебита нефти к проектным значениям. Также следует отметить, отстают фактический коэффициент эксплуатации (0.27 д.ед.) добывающих скважин от проектного значения.

Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 0.4%, при проектном значении – 4%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0.1%, при проектном значении – 1.2%.

На конец пробной эксплуатации в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости составили 0.770 тыс.т, 0.871 тыс.т.

По состоянию 01.07.2021 в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости и газа с учетом испытание и опробование составили 4.266 тыс.т, 14.982 тыс.т, 286.229 тыс.м³.

Таблица 1.5.1-6 – Сравнение проектных и фактических технологических показателей пробной эксплуатации месторождения Калжан

№№ п/п	Показатели	Ю-VI-3-Б					
		2015		2016		2017	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,754	0,24	1,80	0,45	2,02	0,08
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,882	0,24	5,678	0,686	7,695	0,770
2	Добыча жидкости, тыс.т	0,757	0,24	1,82	0,46	2,08	0,18
3	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3,885	0,24	5,708	0,692	7,787	0,871
3	Обводненность среднегодовая (по весу), %	0,3	0,01	1,5	1,4	3,0	52,6
4	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,08	-	0,190	-	0,220	-
4	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,08	-	0,270	-	0,490	-
5	Ввод добывающих скважин, шт.	1	1	1	-	-	-
5	в т.ч. из бурения	-	-	1	-	-	-
6	из другого фонда	-	-	-	-	-	-
6	из консервации	1	1	-	-	-	-
7	Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
7	в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	-
8	Фонд добывающих скважин, шт.	1	1	2	1	2	1
8	в т.ч.: действующих	1	1	2	1	2	-
9	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	3,2	1,8	3,5	1,2	3,1	0,9
9	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	3,2	1,8	3,6	1,2	3,2	1,8
10	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,9	0,36	0,90	1,00	0,90	0,27
10	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,9	1	0,90	1	0,90	-
11	Текущий КИН, %	0,618	0,002	0,9	0,005	1,2	0,006
11	Средний газовый фактор, м ³ /т	106,8	-	106,8	-	106,8	-
12	Выработка запасов нефти, %	2,07	0,75	3,0	2,1	4,0	2,4

1.5.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

В таблице 1.5.2-1 приведено состояние текущего отбора нефти от утвержденных извлекаемых запасов по эксплуатационным объектам, а также месторождению в целом по состоянию на 01.07.2022г.

В таблице 1.5.2-2 приведена характеристика балансовых и извлекаемых запасов, утвержденных и текущих коэффициентов нефтеотдачи по эксплуатационным объектам, а также месторождению в целом по состоянию на 01.01.2022г.

В целом по горизонту Ю-VI-3-Б (категория С1) накопленная добыча нефти от извлекаемых запасов составляет 2,4%.

Таблица 1.5.2-1 – Состояние отбора от извлекаемых запасов по эксплуатационным объектам на 01.01.2022г.

Горизонт	Текущий отбор от Qизв, %
Ю-IV-Б	2,4

Таблица 1.5.2-2 - Выработка запасов нефти по эксплуатационным объектам и месторождению в целом (категория C₁) на 01.07.2022г.

Горизонт	Запасы нефти, тыс.т			Коэффициент нефтеотдачи, д.ед		Суммарная добыча с начала разработки, тыс.т
	Балансовые	Извлекаемые	Остаточные	Утвержденный	Текущий	
Ю-IV-Б	132	32	31,23	0,242	0,006	0,77

1.5.3. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

В соответствии с [1] «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов отделенных на значительной территории от выше и ниже лежащих отложений пачкой непроницаемых пород;
3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
4. В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
5. В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;
6. Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В разрезе месторождения Калжан установлена нефтеносность в юрских отложениях. В [21] «Проекте пробной эксплуатации месторождения...» в качестве объектов эксплуатации был выделен единственный объект: I объект – Ю-IV-Б горизонт.

В настоящем отчете подсчитаны начальные запасы нефти и растворенного газа по всему месторождению с привлечением всей геолого-геофизической информации. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа.

На месторождении выявлено одиннадцать нефтяных горизонтов. Ниже приводятся выделенные горизонты: Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2; Ю-IV-1-3; Ю-IV-1-4; Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-3; Ю-V-2; Ю-VI-1; Ю-VI-2; Ю-VI-3-А; Ю-VI-3-Б, из них по категории C₂ является горизонт Ю-IV-2-1.

Продуктивный разрез месторождения характеризуется многопластовым строением, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа

геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов и с учетом технических и технологических возможностей разработки.

По типу, залежи относятся к пластовым сводовым, тектонически и литологически экранированным. По коллекторским свойствам и физико-химическим свойствам нефти относятся к легким, маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,760 до 0,817 г/см³.

На рисунках 3.4.1 приведено распределение геологических запасов нефти по C1 и C2. Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 (53,5:46,5) указывает о необходимости доразведки месторождения.

В настоящей работе, по горизонтам Ю-VI-2; Ю-VI-3-А; Ю-VI-3-Б учитывая их однотипность свойств пластовых нефтей горизонтов, геометрию залежей и совпадение их структурном плане залежей, эти горизонты объединены в один эксплуатационный объект.

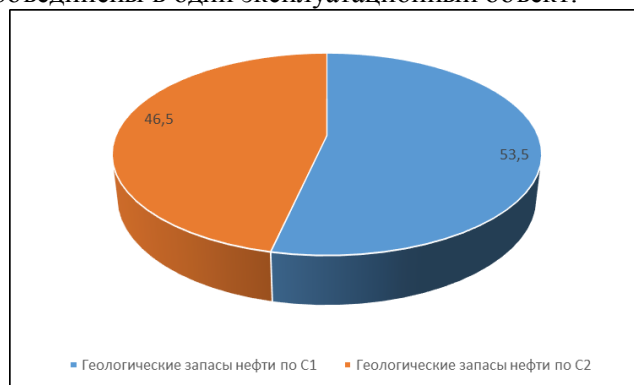


Рисунок 5 – Распределение геологических запасов нефти

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, на месторождении выделяются восемь основных самостоятельных эксплуатационных объектов:

- **I объект** – Ю-IV-1-1 (район скв.К-16)
- **II объект** – Ю-IV-1-2 (район скв.К-10, К-12)
- **III объект** – Ю-IV-1-3 (район скв.К-17)
- **IV объект** – Ю-IV-1-4 (район скв.К-14)
- **V объект** – Ю-IV-2-3 (район скв. К-3)
- **VI объект** – Ю-V-2 (район скв. К-1)
- **VII объект** – Ю-VI-1 (район скв. К-5)
- **VIII объект** – Ю-VI-2; Ю-VI-3-А; Ю-VI-3-Б (район скв.К-6)

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 1.5.3-1.

Таблица 1.5.3-1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№п/ п	Параметры	Объект									
		1	2	3	4	5	6	7	8		
		Горизонты									
		Ю-IV-1-1	Ю-IV-1-2	Ю-IV-1-3	Ю-IV-1-4	Ю-IV-2-3	Ю-V-2	Ю-VI-1	Ю-VI-2	Ю-VI-3-А	Ю-VI-3-Б
1	Отметка ВНК, УВНК, м	-1575,6	-1558,7	-1608,9	-1707,4	-1919,7	2915,4	3177,6	3213,5	-3263,7	-3295,7
2	Тип залежи	Пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная									
3	Тип коллектора	поровые									
4	Площадь нефтеносности, тыс.м ² C ₁ +C ₂	369	611	1185	3077	304	1112	1602	703	467	533
5	Общая толщина, м	97,6	14,3	16,9	48,8	30,2	2,4	56,2	31,9	21,1	28,1
6	Средняя эффективная толщина, м	47,3	5,4	3,0	8,5	6,6	2,4	11,7	13,3	5,0	9,0
7	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	0,45	4,9	2,9	4,4	3,9	2,3	6,5	4,8	1,9	4,2

8	Пористость по ГИС, д.е	0,16	0,20	0,22	0,17	0,16	0,25	0,17	0,13	0,12	0,14
9	Средняя нефтенасыщенность, д.е.	0,46	0,57	0,58	0,63	0,53	0,55	0,78	0,72	0,71	0,73
10	Проницаемость по керну, мД	526,5	7,77	7,77*	7,77*	6,5*	6,5*	6,5*	6,5*	6,5*	6,5*
11	Коэффициент песчаности, д.е.	0,414	0,290	0,155	0,463	0,206	0,300	0,332	0,605	0,333	0,300
12	Коэффициент расчлененности	13	1	2	4	4	1	3	3	4	8
14	Пластовая температура, °C	54,6	60	55,3	65	65*	90	87,5	87,5*	90	90
15	Начальное пластовое давление, МПа	10,65*	10,65*	7,69	12,39	12,39*	23,01	9,8	9,8*		11,08
16	Плотность нефти в пластовых усл-х, г/см ³	0,791	0,73	0,643	0,801	0,801*	0,533	0,533	0,533*	0,653	0,52
17	Вязкость нефти в пластовых усл-х, мПа*с	0,67	5,85	0,61	4,05	4,05*	0,258	0,298	0,298*	0,248	0,29
18	Объемный коэффициент нефти, д.е.	1,317	1,171	1,423	1,104	1,104*	1,996	1,558	1,558*	1,320	1,661
19	Содержание серы в нефти, %	0,164	0,108	3,751	0,929	0,19	0,17	0,17	0,17*	0,17	0,18
20	Давление насыщения нефти газом, МПа	1,4	1,13	3,5	0,65	0,65*	9,45	8,98	8,98*	3,18	9,08
21	Газосодержание нефти, м ³ /т	48	10,47	56	26,64	26,64*	294,24	110,13	110,13*	149,51	118,98
22	Плотность нефти в поверхностных усл-х, г/см ³	0,808	0,812	0,817	0,813	0,813	0,761	0,76	0,760*	0,768	0,769
23	Кинематическая вязкость нефти в поверхностных условиях, мкм ² /с										
	20 °	4,51	5,12	6,48	4,82	5,45	1,356	1,251	1,251*	1,513	1,454
	50 °	-	3,422	-	-	3,438	1,117	0,84	0,840*	1,048	1,023
	Плотность воды в пластовых усл., г/см ³		1,05				1,07				
25	Начальные геологические запасы, в том числе по категориям										
	C ₁	7	236	533	280	75	81	544	153	36	132
	C ₂			652	777		52	127			

1.5.4. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной системы разработки были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор расчетных вариантов разработки произведен исходя из результатов пробной эксплуатации месторождения, а также геолого-промысловых данных, которые характеризуются малой вязкостью пластовой нефти, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

На 1, 3, 5 и 6 объектах предусмотрены на естественном режиме. Необходимо отметить, что закачка на ранней стадии разработки проводится в случае невозможности извлечения нефти на естественном режиме. К примеру ППД необходимо проводить при снижении пластового давления ниже давления насыщения, по фактическим данным текущее пластовое давление выше давления насыщения. Это обосновывается тем, что на месторождении еще не отобраны запасы, находится только на стадии разведки (пробной эксплуатации), поэтому снижение пластового давления на данном этапе без выработки запасов не будет наблюдаться. Также зоны дренирования этих объектов полностью покрывает находящиеся извлекаемые запасы, с учетом планируемого режима работы на данном скважине дренируемые запасы будут полностью извлечены, в том числе в отдаленных зонах. Стоимость дополнительного бурения новых скважин и эксплуатационные затраты на этих объектах будут превышать стоимость извлекаемых запасов, что не рационально.

В проекте исходя из геологических запасов, для каждого рассмотрены следующие 4 варианта разработки.

- Для **I объекта**, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина К-16. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину К-16.

Для **II объекта**, рассмотрены 4 варианта разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважины (К-10, К-12). Общее количество скважин, составит 2 единиц.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважины, а также бурение 1 проектно-добывающую скважину. Общее количество скважин, составит 3 единиц.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержания пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с плотностью сетки аналогично 2 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 3 единиц, из них 1 скважина постепенно переводится под закачку воды.

Вариант 4. Предусмотрено уплотнение сетки относительно 3 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважины, а также бурение 2 проектно добывающих скважин. При этом общее количество скважин, составляет 4 единиц, из них 1 скважина переводится под закачку воды.

- Для **III объекта**, рассмотрено один вариант разработки и данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину К-17.

- Для **IV объекта**, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину. Общее количество скважин, составит 1-у единицу (К-14).

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 2 новых добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 3 единиц.

Вариант 3. Предусмотрено уплотнение сетки относительно 2 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 3-х проектно добывающих скважин. При этом общее количество скважин, составляет 4 единиц, из них 1 скважина переводится под закачку воды.

- Для **V объекта**, рассмотрено один вариант разработки и Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину К-3.

- Для **VI объекта**, рассмотрены 2 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации одну скважину. Общее количество скважин, составит одну единицу (К-1).

Вариант 2. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 1 проектно добывающую скважину. Общее количество скважин, составит 2 единиц.

- Для **VII объекта**, рассмотрено три варианта разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину. Общее количество скважин, составит 1 единицу (скв.К-5).

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 4 проектно добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 5 единиц. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с плотностью сетки аналогично 2 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным завданием. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 5 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Вариант 4. Предусмотрено уплотнение сетки относительно 3 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 5 проектно добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 6 единиц, из них 1 скважина переводится под закачку воды. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

- Для **VIII объекта**, рассмотрено две варианта разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину. Общее количество скважин, составит 1 единицу (скв.К-6).

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 350х350 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 1 скважину. Общее количество скважин, составит 2 единиц. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Вариант 3. Предусмотрено уплотнение сетки относительно 2 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 2 скважины. Общее количество скважин, составит 3 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды.

Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения, а также результатов закачки и испытаний

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

на приемистость.

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва ($P_3 = 0,9 \cdot P_3^{гpn}$).

Давление гидроразрыва пласта определено расчетным путем по формуле:

$$P_{гpn} = P_r - P_{пл} + G_p,$$

где: $P_{гpn}$ - забойное давление разрыва пласта, $P_r = H \cdot \rho_n \cdot \gamma$ - горное давление; G_p - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно $G_p = 1,5-3,0$ МПа); H - глубина залегания пласта; ρ_n - средняя плотность вышележащих горных пород, равная $2,2-2,6$ т/м³, в среднем $2,4$ т/м³; γ - ускорение свободного падения.

Таблица 1.5.4-1 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для I-Объекта

Характеристики	Варианты
	I
Режим разработки	Истощение
Режим работы скважин: добывающих	$P_{заб} \geq 0,75 \cdot P_{нас}$
нагнетательных	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95
нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9
нагнетательных	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонаг.)	1/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-
Ввод из консервации	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-

Таблица 1.5.4-2 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для II-Объекта

Характеристики	Варианты			
	I	II	III	IV
Режим разработки	Естественный	Естественный	ППД	ППД
Система заводнения	-	-	приконтурная	приконтурная
Расстояние между скважинами, м	500	400	400	300
Плотность сетки, га/скв	25	16	16	9
Соотношение скважин, доб./наг.	-	-	2:01	3:01
Режим работы скважин: добывающих	$P_{заб} \geq 0,75 \cdot P_{нас}$	$P_{заб} \geq 0,75 \cdot P_{нас}$	$P_{заб} \geq P_{нас}$	$P_{заб} \geq P_{нас}$
нагнетательных	-	-	$P_{заб} = 0,9 \cdot P_{гpn}$	$P_{заб} = 0,9 \cdot P_{гpn}$
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонаг.)	2/0	3/0	2/1	3/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-	-	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	1	1	2
Ввод из консервации	2	2	2	2

Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	0	1	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-	100	100

Таблица 1.5.4-3 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для III-Объекта

Характеристики	Варианты
	I
Режим разработки	Истощение
Режим работы скважин: добывающих	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$
нагнетательных	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95
нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9
нагнетательных	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонаг.)	1/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-
Ввод из консервации	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-

Таблица 1.5.4-4 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для IV-Объекта

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	Истощение	Истощение	ППД
Система заводнения	-	-	приконтурная
Расстояние между скважинами, м	-	400	300
Плотность сетки, га/скв	-	16	9
Соотношение скважин, доб./наг.	-	-	3:01
Режим работы скважин: добывающих	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-	-	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	-	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонаг.)	1/0	3/0	3/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	2	3
Ввод из консервации	1	1	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	0	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-	100

Таблица 1.5.4-5 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для V-Объекта

Характеристики	Варианты
	I
Режим разработки	Истощение
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$
нагнетательных	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95
нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9
нагнетательных	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	1/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-
Ввод из консервации	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-

Таблица 1.5.4-6 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для VI-Объекта

Характеристики	Варианты	
	I	II
Режим разработки	Истощение	Истощение
Система заводнения	-	-
Расстояние между скважинами, м	-	400
Плотность сетки, га/скв	-	16
Соотношение скважин, доб./наг.	-	-
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$
нагнетательных	-	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95
нагнетательных	-	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9
нагнетательных	-	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	1/0	2/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	1
Ввод из консервации	1	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-

Таблица 1.5.4-7 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для VII-Объекта

Характеристики	Варианты			
	I	II	III	III
Режим разработки	Истощение	Истощение	ППД	ППД
Система заводнения	-	-	приконтурная	приконтурная
Расстояние между скважинами, м	-	400	400	300
Плотность сетки, га/скв	-	16	16	9

Соотношение скважин, доб./наг.	-	-	4:01	5:01
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq R_{нас}$	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-	-	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	1/0	5/0	4/1	5/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-	-	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	4	4	5
Ввод из консервации	1	1	1	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	0	1	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-	100	100

Таблица 1.5.4-8 - Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для VIII-Объекта

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	Истоще-ние	Истоще-ние	ППД
Система заводнения	-	-	прикон-турная
Расстояние между скважинами, м	-	350	300
Плотность сетки, га/скв	-	12,25	9
Соотношение скважин, доб./наг.	-	-	2:01
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,75 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-	-	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	-	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	1/0	2/0	2/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	-	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	1	2
Ввод из консервации	1	1	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	0	1

Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-	100
--	---	---	-----

Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В настоящем проекте предусмотрены варианты разработки объектов разработки с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды через нагнетательные скважины.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Калжан планируется осуществлять добычу нефти с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивные горизонты.

В процессе разработки попутно-добываемая пластовая вода в полном объеме будет закачена обратно в пласт для ППД.

Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В настоящем проекте предусмотрены варианты разработки объектов разработки с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды через нагнетательные скважины.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Калжан планируется осуществлять добычу нефти с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивные горизонты.

В процессе разработки попутно-добываемая пластовая вода в полном объеме будет закачена обратно в пласт для ППД.

Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Учитывая геологическое строение месторождения Калжан, в качестве расчетной модели пласта для прогноза технологических показателей разработки использовалась модель послойно- и зонально-неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта [7, 8 и 9]. Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам (d), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации (V_2).

Совместно с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения $Y(X)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямопропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F - суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A - доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения Калжан проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_{z2} – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, $V_{п2}$ – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости, $V_{я2}$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию, $\eta_{ср}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{ср.пр}$ – среднее значение проницаемости.

1.5.5. Обоснование проекта прогноза добычи нефти и газа

Обоснование проекта прогноза добычи нефти и газа, объема буровых работ в целом и по объектам и по месторождению Калжан до конца экономически рентабельного срока разработки по рекомендуемому 3 варианту разработки приведено в таблицах 1.5.5-1 и 1.5.5-9.

Таблица 1.5.5-1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. Вариант 3.

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	18,3	23,2	33,6	36,66	33,91	32,12	30,28	27,38	24,80	22,51	20,46	18,51	16,91	15,47	14,18	13,02	11,78	10,49	9,70
2	В том числе: из переходящих скважин	18,3	15,5	25,4	34,10	33,91	32,12	30,28	27,38	24,80	22,51	20,46	18,51	16,91	15,47	14,18	13,02	11,78	10,49	9,70
3	новых скважин	0,0	7,7	8,2	2,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	2,25	10,55	18,91	21,67	20,12	19,08	23,33	21,17	19,26	19,30	17,60	15,95	14,63	13,44	12,36	11,39	10,34	9,20	8,55
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	4	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	4	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	2,6	2,3	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	732	732	366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	1240	1240	1240	1240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	3,4	10	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	В том числе: добывающие скважины	3	10	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	1314	1642,5	657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0,00	0,00	3	4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	18,29	15,53	25,40	34,10	33,91	32,12	30,28	27,38	24,80	22,51	20,46	18,51	16,91	15,47	14,18	13,02	11,78	10,49
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	18,29	18,98	29,10	36,40	33,91	32,12	30,28	27,38	24,80	22,51	20,46	18,51	16,91	15,47	14,18	13,02	11,78	10,49
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,85	1,34	1,17	0,93	0,95	0,94	0,90	0,91	0,91	0,91	0,90	0,91	0,91	0,92	0,92	0,91	0,89	0,92
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0	16	25	34	34	32	30	27	25	23	20	19	17	15	14	13	12	10	10
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	-3	6	5	-2	-2	-2	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-15,1	33,8	17,2	-6,8	-5,3	-5,7	-9,6	-9,4	-9,2	-9,1	-9,6	-8,6	-8,5	-8,4	-8,2	-9,5	-11,0	-7,5
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	7	7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	13	18	20	18	15	15	15	15	15	15	14	14	14	14	14	13	11	11
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	9	13	18	20	18	15	15	15	15	15	15	14	14	14	14	14	13	11	11

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	2	2	4	5	4	8	8	15	15	15	14	14	14	14	14	13	11	11
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7,4	7,5	8,0	7,7	8,4	10,1	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,8	9,8	9,7	9,6	9,5	9,9	11,1	11,0
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	10,0	11,6	11,4	11,1	12,5	15,1	15,0	14,8	14,7	14,5	13,6	14,4	14,3	14,2	14,0	13,6	13,9	16,3
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	2,6	2,3	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	15,2	14,9	18,0	22,5	30,0	34,4	38,6	44,0	48,8	53,1	56,9	58,3	61,6	64,5	67,2	69,6	71,5	73,3	75,2
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	15,2	20,6	22,3	23,6	30,0	34,4	38,6	44,0	48,8	53,1	56,9	58,3	61,6	64,5	67,2	69,6	71,5	73,3	75,2
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,4	0,6	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,3	6,4	6,6	6,0	5,9	6,7	6,3	5,7	5,1	4,7	4,2	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,8	3,0	2,7
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,4	7,9	8,9	8,6	7,7	8,1	9,2	8,3	7,5	6,8	6,2	5,6	5,5	5,0	4,6	4,2	3,8	3,7	4,0
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	41,3	31,5	41,9	43,7	42,4	41,2	40,2	39,2	38,2	37,4	36,6	35,9	35,2	34,6	34,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	21,57	27,28	41,00	47,29	48,44	48,97	49,30	48,86	48,42	47,96	47,51	44,39	43,98	43,57	43,16	42,77	41,37	39,32	39,09
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	21,57	19,56	32,71	44,66	48,44	48,97	49,30	48,86	48,42	47,96	47,51	44,39	43,98	43,57	43,16	42,77	41,37	39,32	39,09
48	из новых скважин	0,00	7,72	8,29	2,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	4,11	4,16	6,07	7,00	5,71	19,12	18,48	21,68	24,11	23,57	20,38	19,90	19,44	18,99	18,56	17,12	15,89	15,6
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	36,66	63,94	104,94	152,22	200,66	249,63	298,94	347,80	396,21	444,18	491,68	536,07	580,04	623,61	666,77	709,54	750,91	790,23	829,3
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	22,63	45,85	79,49	116,15	150,07	182,19	212,46	239,84	264,64	287,15	307,61	326,12	343,03	358,50	372,67	385,69	397,47	407,96	417,7
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,014	0,029	0,050	0,073	0,094	0,114	0,133	0,150	0,166	0,180	0,193	0,204	0,215	0,225	0,234	0,242	0,249	0,256	0,3
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,44	8,99	15,58	22,77	29,42	35,71	41,65	47,02	51,88	56,29	60,30	63,93	67,24	70,28	73,06	75,61	77,92	79,97	81,9
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,59	4,55	6,59	7,19	6,65	6,30	5,94	5,37	4,86	4,41	4,01	3,63	3,31	3,03	2,78	2,55	2,31	2,06	1,9
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,59	4,76	7,24	8,51	8,61	8,92	9,23	9,20	9,18	9,17	9,18	9,14	9,19	9,26	9,35	9,47	9,47	9,31	9,5
56	Закачка воды, тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	9,45	28,61	43,70	58,06	60,62	58,83	57,20	55,70	54,31	53,04	51,87	50,78	49,78	48,84	48,0
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	9,45	38,06	81,76	139,82	200,44	259,27	316,47	372,17	426,48	479,52	531,39	582,18	631,96	680,80	728,8
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	14,26	43,45	67,02	91,81	98,67	98,42	98,19	102,93	102,76	102,61	102,49	102,38	97,00	97,00	97,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	3,79	12,32	22,22	32,84	41,57	48,25	53,50	57,98	61,69	64,81	67,46	69,75	71,83	73,80	75,54
60	Газовый фактор, м³/т	65,5	69,3	85,6	89,8	87,7	87,2	87,7	87,8	88,0	88,1	88,3	89,0	89,2	89,4	89,7	90,0	90,9	84,3	85,2
61	Добыча нефтяного газа, млн. м³/год	1,198	1,609	2,880	3,293	2,974	2,802	2,657	2,405	2,182	1,984	1,807	1,647	1,508	1,383	1,272	1,171	1,071	0,884	0,827

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м3	1,410	3,019	5,899	9,192	12,166	14,969	17,625	20,030	22,212	24,196	26,003	27,650	29,158	30,541	31,812	32,984	34,055	34,939	35,766

	Показатели	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	8,99	8,34	7,75	7,12	6,55	6,03	5,56	5,13	4,74	3,81	3,55	3,30	3,08	2,87	2,68	2,32	2,14	1,98	1,83	1,69	1,56	1,43
2	В том числе: из переходящих скважин	8,99	8,34	7,75	7,12	6,55	6,03	5,56	5,13	4,74	3,81	3,55	3,30	3,08	2,87	2,68	2,32	2,14	1,98	1,83	1,69	1,56	1,43
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	7,96	7,42	6,93	7,15	6,57	6,05	5,57	5,14	4,74	4,43	3,88	3,60	3,34	3,10	2,88	2,32	2,14	1,98	1,83	1,69	1,56	1,43
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	9,70	8,99	8,34	7,75	7,12	6,55	6,03	5,56	5,13	4,74	3,81	3,55	3,30	3,08	2,87	2,68	2,32	2,14	1,98	1,83	1,69	1,56
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	9,70	8,99	8,34	7,75	7,12	6,55	6,03	5,56	5,13	4,74	3,81	3,55	3,30	3,08	2,87	2,68	2,32	2,14	1,98	1,83	1,69	1,56
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,80	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,87	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	9	8	8	7	7	6	6	5	5	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,4	-7,2	-7,1	-8,1	-8,0	-7,9	-7,8	-7,7	-7,6	-19,5	-7,0	-6,9	-6,8	-6,8	-6,8	-13,4	-7,5	-7,6	-7,6	-7,7	-7,9	-8,0

	Показатели	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	11	11	10	10	10	10	10	10	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	11	11	11	10	10	10	10	10	10	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	11	11	11	10	10	10	10	10	10	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,0	10,9	10,8	11,7	11,5	11,2	11,0	10,7	10,5	13,3	13,0	12,7	12,4	12,1	11,8	10,6	10,2	9,8	9,4	9,0	8,6	8,1
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	16,2	16,1	16,0	15,7	17,0	16,6	16,2	15,9	15,5	13,8	19,2	18,8	21,4	20,9	20,3	18,3	21,1	20,3	19,4	18,6	17,7	16,8
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	76,9	78,4	79,8	81,1	82,3	83,3	84,3	85,2	86,0	87,3	87,9	88,5	89,0	89,5	89,9	90,3	90,7	91,0	91,3	91,6	91,9	92,2
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	76,9	78,4	79,8	81,1	82,3	83,3	84,3	85,2	86,0	87,3	87,9	88,5	89,0	89,5	89,9	90,3	90,7	91,0	91,3	91,6	91,9	92,2
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,5	2,4	2,2	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,7	3,5	3,2	3,0	3,0	2,7	2,5	2,3	2,2	1,7	2,3	2,2	2,3	2,2	2,0	1,8	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	33,5	32,9	32,0	31,1	30,2	29,4	28,5	27,7	24,5	31,8	30,9	30,0	29,2	28,3	25,4	36,6	35,0	33,5	31,9	30,3	28,8	27,2
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	38,86	38,64	38,41	37,68	36,93	36,16	35,38	34,58	33,78	29,97	29,31	28,64	27,95	27,26	26,54	23,87	22,98	22,07	21,15	20,22	19,28	18,33
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	38,86	38,64	38,41	37,68	36,93	36,16	35,38	34,58	33,78	29,97	29,31	28,64	27,95	27,26	26,54	23,87	22,98	22,07	21,15	20,22	19,28	18,33
48	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	15,3	15,0	14,7	18,0	17,4	16,8	16,3	15,7	15,2	14,7	13,2	12,8	12,4	11,9	11,5	7,2	6,9	6,7	6,40	6,14	5,87	5,60
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	868,2	906,8	945,2	982,9	1019,8	1056,0	1091,4	1126,0	1159,8	1189,7	1219,0	1247,7	1275,6	1302,9	1329,4	1353,3	1376,3	1398,3	1419,49	1439,71	1458,99	1477,32
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	426,7	435,0	442,7	449,9	456,4	462,4	468,0	473,1	477,9	481,7	485,2	488,5	491,6	494,5	497,2	499,5	501,6	503,6	505,44	507,13	508,69	510,12
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,317	0,318	0,319	0,320
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	83,6	85,3	86,8	88,2	89,5	90,7	91,7	92,8	93,7	94,4	95,1	95,8	96,4	96,9	97,5	97,9	98,3	98,7	99,08	99,41	99,72	100,00
54	Темп отбора от начальных	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,36	0,33	0,30	0,28

	Показатели	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
	утвержденных извлекаемых запасов, %																						
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,7	10,0	10,3	10,6	10,9	11,2	11,7	12,2	12,8	11,8	12,5	13,3	14,3	15,5	17,1	17,9	20,2	23,4	28,14	36,12	52,09	100,00
56	Закачка воды, тыс.м ³	47,2	46,4	45,7	44,4	43,2	41,9	40,7	39,5	38,4	34,0	33,1	32,2	31,3	30,3	29,4	26,5	25,4	24,3	23,20	22,11	21,02	19,94
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м ³	775,9	822,3	868,0	912,4	955,6	997,5	1038,2	1077,8	1116,2	1150,2	1183,3	1215,5	1246,7	1277,1	1306,5	1332,9	1358,3	1382,6	1405,80	1427,91	1448,93	1468,86
58	Компенсация отбора: текущая, %	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00
59	с начала разработки, %	77,09	78,48	79,73	80,84	81,83	82,73	83,53	84,25	84,91	85,47	85,99	86,46	86,90	87,30	87,67	87,99	88,29	88,56	88,81	89,04	89,25	89,44
60	Газовый фактор, м ³ /т	86,2	87,1	88,1	88,7	89,4	90,1	90,7	91,4	92,0	102,5	102,9	103,2	103,5	103,8	104,2	111,8	111,7	111,7	111,6	111,5	111,5	111,4
61	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	0,775	0,726	0,682	0,632	0,586	0,543	0,505	0,469	0,436	0,391	0,365	0,341	0,319	0,298	0,279	0,259	0,240	0,221	0,204	0,188	0,173	0,159
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м ³	36,541	37,267	37,949	38,581	39,167	39,710	40,215	40,684	41,120	41,511	41,876	42,217	42,536	42,834	43,112	43,372	43,611	43,832	44,037	44,225	44,398	44,558

Таблица 1.5.5-2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 1 объекту. Вариант 3.

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	0,64	0,36	0,3	0,21	0,16
2	В том числе: из переходящих скважин	0,6	0,4	0,3	0,21	0,16
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,0	0,4	0,3	0,21	0,16
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв. доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,4	0,64	0,36	0,27	0,21
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,40	0,64	0,36	0,27	0,21
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,61	0,57	0,75	0,75	0,75
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,6	0,4	0,3	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	61,0	-43,4	-24,7	-24,7	-24,7
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	1	1	1	1
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	1	1	1	1
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	3,8	3,1	3,4	3,6	3,7
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	3,4	3,7	4,0	4,1
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	47,1	63,8	75,1	82,3	87,1
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	47,1	63,8	75,1	82,3	87,1
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	6,0	6,5
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,0	1,1	0,9	0,6	0,5
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,0	1,2	1,0	0,6	0,5
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	1,2	1,0	1,1	1,17	1,21
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	1,2	1,0	1,1	1,17	1,21
48	из новых скважин	0	0	0	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,0	1,0	1,1	1,17	1,21
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7,6	8,6	9,7	10,89	12,10
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1,4	1,8	2,1	2,28	2,43
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,205	0,257	0,296	0,325	0,348
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	58,8	73,8	85,1	93,60	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	26,5	15,0	11,3	8,50	6,40
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	39,12	36,40	43,10	57,04	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
59	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
60	Газовый фактор, м³/т	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,031	0,018	0,013	0,010	0,007
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м3	0,086	0,104	0,117	0,127	0,134

Таблица 1.5.5-3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 2 объекту. Вариант 3

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1		6,4	7,6	7,2	6,01	5,79	5,64	5,01	4,45	3,96	3,51	3,12	2,77	2,46	2,19	1,95	1,73	1,54	1,36	1,21
2	В том числе: из переходящих скважин	6,4	5,7	7,2	6,01	5,79	5,64	5,01	4,45	3,96	3,51	3,12	2,77	2,46	2,19	1,95	1,73	1,54	1,36	1,21
3	новых скважин	0,00	1,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	5,01	4,45	3,96	3,51	3,12	2,77	2,46	2,19	1,95	1,73	1,54	1,36	1,21
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	1750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	6,44	5,73	7,18	6,01	5,79	5,64	5,01	4,45	3,96	3,51	3,12	2,77	2,46	2,19	1,95	1,73	1,54	1,36
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	6,44	9,02	7,18	6,01	5,79	5,64	5,01	4,45	3,96	3,51	3,12	2,77	2,46	2,19	1,95	1,73	1,54	1,36
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	5,7	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0,0	-1	-9	-7	-6	-6	-6	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-11,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,6	9,9	8,2	7,3	12,1	12,9	12,3	11,8	11,2	10,7	10,2	9,8	9,3	8,9	8,5	8,1	7,7	7,3	7,0
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	10,7	9,0	7,9	8,8	14,0	13,4	12,8	12,2	11,7	11,2	10,6	10,1	9,7	9,2	8,8	8,4	8,0	7,6
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	5,2	7,2	9,9	14,4	25,7	32,0	36,8	41,2	45,4	49,2	52,7	55,9	58,9	61,7	64,3	66,7	68,9	71,0	72,9
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	5,2	9,3	9,9	14,4	25,7	32,0	36,8	41,2	45,4	49,2	52,7	55,9	58,9	61,7	64,3	66,7	68,9	71,0	72,9

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,0	9,2	7,4	6,2	9,0	8,8	7,8	6,9	6,1	5,5	4,8	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	2,1	1,9
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	10,9	9,7	8,1	6,8	6,5	9,5	8,5	7,5	6,7	5,9	5,3	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,0
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	16,2	22,8	28,6	27,0	25,4	23,9	22,6	21,3	20,1	19,0	17,9	17,0	16,0	15,2
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	6,79	8,15	7,96	7,02	7,79	8,29	7,93	7,58	7,24	6,91	6,60	6,29	6,00	5,72	5,45	5,19	4,94	4,70	4,47
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	6,79	6,32	7,96	7,02	7,79	8,29	7,93	7,58	7,24	6,91	6,60	6,29	6,00	5,72	5,45	5,19	4,94	4,70	4,47
48	из новых скважин	0,00	1,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,9	7,6	7,2	6,9	6,6	6,3	6,0	5,7	5,4	5,2	4,9	4,7	4,5
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7,96	16,11	24,07	31,09	38,89	47,18	55,11	62,69	69,93	76,84	83,44	89,73	95,73	101,45	106,89	112,08	117,02	121,72	126,20
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	7,60	15,16	22,34	28,35	34,13	39,78	44,79	49,24	53,20	56,71	59,84	62,61	65,08	67,27	69,21	70,94	72,47	73,84	75,05
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,031	0,061	0,090	0,114	0,138	0,160	0,181	0,199	0,215	0,229	0,241	0,252	0,262	0,271	0,279	0,286	0,292	0,298	0,303
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	9,15	18,26	26,90	34,13	41,10	47,89	53,93	59,29	64,05	68,28	72,04	75,38	78,35	80,99	83,33	85,41	87,26	88,90	90,36
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,75	9,11	8,64	7,23	6,97	6,79	6,04	5,36	4,76	4,23	3,76	3,34	2,97	2,64	2,34	2,08	1,85	1,64	1,46
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,86	10,02	10,57	9,90	10,58	11,53	11,58	11,64	11,70	11,77	11,85	11,95	12,05	12,18	12,32	12,48	12,67	12,89	13,14
56	Закачка воды, тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	3,29	5,70	8,02	10,03	9,42	8,85	8,31	7,82	7,35	6,92	6,52	6,14	5,78	5,45	5,14
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	3,29	8,99	17,01	27,04	36,46	45,30	53,62	61,44	68,79	75,71	82,23	88,37	94,15	99,61	104,75
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	50,00	75,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	6,59	14,96	24,41	34,36	41,80	47,55	52,12	55,82	58,86	61,41	63,57	65,41	66,99	68,37	69,58
60	Газовый фактор, м³/т	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
61	Добыча нефтяного газа, млн. м³/год	0,067	0,079	0,075	0,063	0,061	0,059	0,052	0,047	0,041	0,037	0,033	0,029	0,026	0,023	0,020	0,018	0,016	0,014	0,013
62	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. м³	0,171	0,250	0,325	0,388	0,449	0,508	0,560	0,607	0,648	0,685	0,718	0,747	0,773	0,795	0,816	0,834	0,850	0,864	0,877

	Показатели	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
1		1,08	0,96	0,85	0,75	0,67	0,60	0,53	0,47	0,42	0,37	0,33	0,29	0,26	0,23	0,20
2	В том числе: из переходящих скважин	1,08	0,96	0,85	0,75	0,67	0,60	0,53	0,47	0,42	0,37	0,33	0,29	0,26	0,23	0,20
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	1,08	0,96	0,85	1,51	1,34	1,19	1,06	0,94	0,84	0,74	0,66	0,59	0,52	0,46	0,41
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	1,21	1,08	0,96	0,85	0,75	0,67	0,60	0,53	0,47	0,42	0,37	0,33	0,29	0,26	0,23
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	1,21	1,08	0,96	0,85	0,75	0,67	0,60	0,53	0,47	0,42	0,37	0,33	0,29	0,26	0,23
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	6,6	6,3	6,0	11,4	10,8	10,3	9,8	9,3	8,8	8,4	8,0	7,6	7,2	6,8	6,4
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	7,2	6,8	6,5	6,2	11,8	11,2	10,6	10,1	9,6	9,1	8,7	8,2	7,8	7,4	7,0
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	74,7	76,4	77,9	79,4	80,7	82,0	83,2	84,3	85,3	86,2	87,1	88,0	88,7	89,5	90,1
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	74,7	76,4	77,9	79,4	80,7	82,0	83,2	84,3	85,3	86,2	87,1	88,0	88,7	89,5	90,1
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,7	1,5	1,3	2,3	2,1	1,9	1,6	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,8	1,6	1,4	1,3	2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7
45	Средняя прие́мистость нагнетательных скважин, м³/сут	14,3	13,6	12,9	12,2	11,5	10,9	10,3	9,8	9,3	8,8	8,4	7,9	7,5	7,1	6,7

46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	4,26	4,05	3,85	3,66	3,48	3,31	3,14	2,99	2,84	2,70	2,56	2,43	2,31	2,19	2,06
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	4,26	4,05	3,85	3,66	3,48	3,31	3,14	2,99	2,84	2,70	2,56	2,43	2,31	2,19	2,06
48	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	4,3	4,0	3,9	7,3	7,0	6,6	6,3	6,0	5,7	5,4	5,1	4,9	4,6	4,4	4,1
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	130,46	134,51	138,36	142,02	145,50	148,81	151,95	154,94	157,78	160,48	163,04	165,47	167,78	169,97	172,03
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	76,13	77,08	77,93	78,69	79,36	79,95	80,48	80,95	81,37	81,74	82,07	82,36	82,62	82,86	83,06
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,307	0,311	0,314	0,317	0,320	0,322	0,325	0,326	0,328	0,330	0,331	0,332	0,333	0,334	0,335
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,65	92,80	93,83	94,74	95,54	96,26	96,90	97,46	97,97	98,41	98,81	99,16	99,48	99,76	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,30	1,15	1,02	0,91	0,81	0,72	0,64	0,57	0,50	0,45	0,40	0,35	0,31	0,28	0,24
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	13,44	13,79	14,22	14,72	15,34	16,09	17,04	18,25	19,83	21,98	25,03	29,65	37,45	53,19	100,00
56	Закачка воды, тыс.м ³	4,85	4,58	4,32	4,08	3,85	3,64	3,44	3,25	3,07	2,90	2,74	2,59	2,45	2,32	2,17
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м ³	109,60	114,17	118,49	122,57	126,42	130,06	133,49	136,74	139,81	142,71	145,45	148,04	150,50	152,82	154,99
58	Компенсация отбора: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	70,64	71,58	72,41	73,16	73,83	74,43	74,97	75,47	75,91	76,32	76,70	77,04	77,35	77,64	77,90
60	Газовый фактор, м ³ /т	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
61	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	0,011	0,010	0,009	0,008	0,007	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м ³	0,888	0,898	0,907	0,915	0,922	0,928	0,934	0,939	0,943	0,947	0,950	0,954	0,956	0,959	0,961

Таблица 1.5.5-4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 3 объекту. Вариант 3.

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	0,7	0,7	0,6	0,58	0,53	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20
2	В том числе: из переходящих скважин	0,7	0,7	0,6	0,58	0,53	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	0,74	0,69	0,63	0,58	0,53	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	0,74	0,69	0,63	0,58	0,53	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,93	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин	0,0	0,7	0,6	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	данного года, тыс. т																
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-7,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	2,6	2,7	2,9	3,2	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	3,3	3,5	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,0	4,0	4,0	3,9
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	12,2	21,4	32,0	40,4	47,3	53,0	57,7	61,8	65,3	68,3	71,0	73,3	75,4	77,3	78,9	80,4
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	12,2	21,4	32,0	40,4	47,3	53,0	57,7	61,8	65,3	68,3	71,0	73,3	75,4	77,3	78,9	80,4
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,3	2,2	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,2	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	0,84	0,87	0,92	0,97	1,00	1,03	1,05	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,05	1,04	1,03
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	0,84	0,87	0,92	0,97	1,00	1,03	1,05	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,05	1,04	1,03
48	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,03	1,05	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,05	1,04	1,03
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	0,85	1,72	2,65	3,61	4,61	5,64	6,69	7,75	8,82	9,89	10,96	12,03	13,09	14,15	15,19	16,21
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	0,74	1,43	2,05	2,63	3,16	3,64	4,08	4,49	4,86	5,20	5,51	5,80	6,06	6,30	6,52	6,72
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,015	0,029	0,042	0,054	0,064	0,074	0,083	0,092	0,099	0,106	0,112	0,118	0,124	0,129	0,133	0,137
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	11,06	21,29	30,67	39,26	47,13	54,33	60,93	66,98	72,52	77,60	82,25	86,51	90,41	93,98	97,26	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	11,05	10,23	9,37	8,59	7,87	7,21	6,60	6,05	5,54	5,08	4,65	4,26	3,90	3,57	3,27	3,00
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,05	11,51	11,91	12,39	12,95	13,63	14,46	15,48	16,78	18,47	20,75	23,99	28,91	37,26	54,41	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	Газовый фактор, м³/т	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,041	0,038	0,035	0,032	0,030	0,027	0,025	0,023	0,021	0,019	0,017	0,016	0,015	0,013	0,012	0,011
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м³	0,042	0,080	0,115	0,147	0,177	0,204	0,229	0,251	0,272	0,291	0,309	0,325	0,339	0,353	0,365	0,376

Таблица 1.5.5-5 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 4 объекту. Вариант 3.

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	2,9	4,4	6,9	8,41	8,01	7,40	6,95	6,20	5,54	4,94	4,41	3,94	3,51	3,13	2,80
2	В том числе: из переходящих скважин	2,9	2,8	5,3	7,13	8,01	7,40	6,95	6,20	5,54	4,94	4,41	3,94	3,51	3,13	2,80
3	новых скважин	0,00	1,65	1,65	1,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	1,55	1,38	1,23	1,10	0,98
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	9	9	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	1930	1930	1930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	1,9	1,9	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	328,5	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	2,90	2,78	5,27	7,13	8,01	7,40	6,95	6,20	5,54	4,94	4,41	3,94	3,51	3,13
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	2,90	5,73	8,23	9,43	8,01	7,40	6,95	6,20	5,54	4,94	4,41	3,94	3,51	3,13
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,96	0,92	0,87	0,85	0,92	0,94	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	2,8	5,3	7	8	7	7	6	6	5	4	4	4	3	3
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	-1	-1	-1	0	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-4,2	-8,0	-13,4	-15,0	-7,6	-6,0	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	3	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	3	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,0	9,5	9,2	8,0	7,1	9,6	9,7	9,3	8,8	8,4	8,0	7,6	7,2	6,9	6,5
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	10,6	9,9	8,9	7,7	7,9	10,6	10,1	9,6	9,1	8,7	8,3	7,9	7,5	7,1
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	9,2	9,3	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	10,1	8,2	8,5	8,7	12,5	20,4	26,1	30,7	35,0	39,1	42,8	46,3	49,6	52,7	55,5
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	10,1	11,5	10,1	9,4	12,5	20,4	26,1	30,7	35,0	39,1	42,8	46,3	49,6	52,7	55,5

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	2,0	3,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,0	8,8	8,4	7,3	6,2	7,7	7,2	6,4	5,7	5,1	4,6	4,1	3,6	3,2	2,9
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	8,6	8,2	7,4	6,2	5,7	7,2	6,4	5,7	5,1	4,6	4,1	3,6	3,2	2,9
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,8	26,4	33,1	31,1	29,2	27,5	25,8	24,3	22,9	21,5
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	3,22	4,82	7,57	9,21	9,15	9,30	9,40	8,95	8,52	8,11	7,71	7,33	6,97	6,62	6,29
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	3,22	3,14	5,87	7,86	9,15	9,30	9,40	8,95	8,52	8,11	7,71	7,33	6,97	6,62	6,29
48	из новых скважин	0,00	1,68	1,70	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84	2,70	2,57	2,44	2,32	2,21
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3,99	8,81	16,38	25,58	34,74	44,04	53,44	62,39	70,91	79,02	86,73	94,07	101,03	107,65	113,94
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3,67	8,09	15,01	23,42	31,43	38,83	45,78	51,98	57,52	62,46	66,87	70,81	74,32	77,45	80,25
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,013	0,028	0,052	0,082	0,110	0,135	0,160	0,181	0,200	0,218	0,233	0,247	0,259	0,270	0,280
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	3,74	8,24	15,29	23,85	32,01	39,55	46,63	52,95	58,59	63,62	68,11	72,12	75,70	78,89	81,74
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,95	4,50	7,05	8,56	8,16	7,54	7,08	6,32	5,64	5,03	4,49	4,01	3,58	3,19	2,85
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,98	4,68	7,68	10,11	10,71	11,08	11,71	11,84	11,99	12,15	12,35	12,57	12,83	13,14	13,50
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,15	9,17	11,47	10,77	10,11	9,50	8,93	8,39	7,89	7,42
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,15	15,32	26,78	37,55	47,66	57,16	66,09	74,48	82,37	89,80
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	50,00	75,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,86	22,42	33,78	41,91	47,99	52,70	56,45	59,50	62,02	64,14
60	Газовый фактор, м³/т	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,077	0,118	0,184	0,224	0,213	0,197	0,185	0,165	0,148	0,132	0,117	0,105	0,094	0,084	0,075
62	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,131	0,249	0,433	0,657	0,871	1,068	1,253	1,418	1,566	1,697	1,815	1,920	2,013	2,097	2,171

	Показатели	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	2,50	2,23	1,99	1,77	1,58	1,41	1,26	1,13	1,00	0,90	0,80	0,71	0,64
2	В том числе: из переходящих скважин	2,50	2,23	1,99	1,77	1,58	1,41	1,26	1,13	1,00	0,90	0,80	0,71	0,64
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,88	0,78	0,70	0,62	0,56	0,50	0,44	0,40	0,35	0,32	0,28	0,25	0,22
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	2,80	2,50	2,23	1,99	1,77	1,58	1,41	1,26	1,13	1,00	0,90	0,80	0,71
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	2,80	2,50	2,23	1,99	1,77	1,58	1,41	1,26	1,13	1,00	0,90	0,80	0,71
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89

	Показатели	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
	года, доли ед.													
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8	-10,8
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	6,2	5,9	5,6	5,3	5,0	4,8	4,5	4,3	4,1	3,8	3,6	3,5	3,3
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	6,7	6,4	6,1	5,8	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0	3,8	3,6
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	58,2	60,7	63,0	65,2	67,3	69,2	71,1	72,8	74,4	75,9	77,3	78,6	79,8
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	58,2	60,7	63,0	65,2	67,3	69,2	71,1	72,8	74,4	75,9	77,3	78,6	79,8
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,6	2,3	2,1	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,6	2,3	2,1	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	20,3	19,1	18,0	17,0	16,0	15,1	14,2	13,4	12,7	11,9	11,3	10,6	10,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	5,97	5,67	5,38	5,11	4,84	4,60	4,36	4,13	3,92	3,71	3,52	3,34	3,16
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	5,97	5,67	5,38	5,11	4,84	4,60	4,36	4,13	3,92	3,71	3,52	3,34	3,16
48	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	2,10	1,99	1,89	1,79	1,70	1,61	1,53	1,45	1,38	1,31	1,24	1,17	1,11
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	119,92	125,59	130,97	136,07	140,92	145,51	149,87	154,01	157,92	161,64	165,16	168,49	171,65
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	82,75	84,98	86,97	88,74	90,33	91,74	93,00	94,13	95,13	96,03	96,83	97,54	98,18
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,288	0,296	0,303	0,309	0,315	0,320	0,324	0,328	0,331	0,335	0,337	0,340	0,342
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	84,28	86,55	88,58	90,39	92,00	93,44	94,72	95,87	96,89	97,81	98,62	99,35	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,54	2,27	2,03	1,81	1,61	1,44	1,29	1,15	1,02	0,91	0,82	0,73	0,65
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	13,93	14,44	15,06	15,83	16,78	18,00	19,59	21,74	24,79	29,41	37,19	52,84	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	6,98	6,57	6,19	5,83	5,49	5,17	4,87	4,59	4,33	4,08	3,84	3,63	3,42
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	96,78	103,36	109,54	115,37	120,86	126,03	130,90	135,48	139,81	143,89	147,73	151,36	154,78
58	Компенсация отбора: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	65,93	67,47	68,81	69,97	70,99	71,89	72,70	73,41	74,05	74,63	75,15	75,62	76,05
60	Газовый фактор, м³/т	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,067	0,059	0,053	0,047	0,042	0,038	0,034	0,030	0,027	0,024	0,021	0,019	0,017
62	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,238	2,297	2,350	2,397	2,440	2,477	2,511	2,541	2,568	2,592	2,613	2,632	2,649

Таблица 1.5.5-6 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 5 объекту. Вариант 3

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	3,22	1,99	1,51	1,15	0,88	0,67	0,51	0,39	0,29	0,22	0,17
2	В том числе: из переходящих скважин	3,22	1,99	1,51	1,15	0,88	0,67	0,51	0,39	0,29	0,22	0,17
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,00	1,99	1,51	1,15	0,88	0,67	0,51	0,39	0,29	0,22	0,17
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0	3,22	1,99	1,51	1,15	0,88	0,67	0,51	0,39	0,29	0,22
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	3,22	1,99	1,51	1,15	0,88	0,67	0,51	0,39	0,29	0,22
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0	0,62	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0	-38,2	-23,9	-23,9	-23,9	-23,9	-23,9	-23,9	-23,9	-23,9	-23,9
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	14,3	9,6	9,5	9,3	9,2	9,1	8,9	8,8	8,7	8,5	8,4
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	10,5	10,3	10,2	10,0	9,9	9,7	9,6	9,4	9,3	9,1

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	29,9	35,8	50,4	61,7	70,4	77,1	82,3	86,3	89,4	91,8	93,7
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	29,9	35,8	50,4	61,7	70,4	77,1	82,3	86,3	89,4	91,8	93,7
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,0	6,2	4,7	3,6	2,7	2,1	1,6	1,2	0,9	0,7	0,5
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	10,9	6,7	5,1	3,9	3,0	2,3	1,7	1,3	1,0	0,8	0,6
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	4,60	3,10	3,05	3,01	2,96	2,92	2,87	2,83	2,79	2,74	2,70
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	4,60	3,10	3,05	3,01	2,96	2,92	2,87	2,83	2,79	2,74	2,70
48	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	3,10	3,05	3,01	2,96	2,92	2,87	2,83	2,79	2,74	2,70
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	8,62	11,72	14,77	17,78	20,74	23,65	26,53	29,36	32,14	34,89	37,59
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3,57	5,56	7,08	8,23	9,11	9,78	10,28	10,67	10,97	11,19	11,36
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,062	0,096	0,122	0,142	0,157	0,169	0,177	0,184	0,189	0,193	0,196
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	31,34	48,79	62,08	72,19	79,89	85,75	90,21	93,60	96,18	98,15	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	28,25	17,45	13,29	10,11	7,70	5,86	4,46	3,39	2,58	1,97	1,50
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	29,15	25,42	25,94	26,67	27,68	29,13	31,29	34,66	40,38	51,55	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	Газовый фактор, м³/т	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,086	0,053	0,040	0,031	0,023	0,018	0,014	0,010	0,008	0,006	0,005
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м³	0,086	0,139	0,179	0,210	0,233	0,251	0,265	0,275	0,283	0,289	0,293

Таблица 1.5.5-7 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 6 объекту. Вариант 3.

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	2,09	1,76	2,71	2,98	2,57	2,21	1,90	1,63	1,40	1,21	1,04	0,89	0,77	0,66	0,57	0,49	0,42
2	В том числе: из переходящих скважин	2,09	1,76	1,61	2,98	2,57	2,21	1,90	1,63	1,40	1,21	1,04	0,89	0,77	0,66	0,57	0,49	0,42
3	новых скважин	0,00	0,00	1,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,00	1,76	2,71	2,98	2,57	2,21	1,90	1,63	1,40	1,21	1,04	0,89	0,77	0,66	0,57	0,49	0,42
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	3050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	3,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	2,09	1,76	1,61	2,98	2,57	2,21	1,90	1,63	1,40	1,21	1,04	0,89	0,77	0,66	0,57	0,49
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	2,09	1,76	3,58	2,98	2,57	2,21	1,90	1,63	1,40	1,21	1,04	0,89	0,77	0,66	0,57	0,49
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,84	0,92	0,83	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	1,76	1,61	3	3	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-16,0	-8,3	-16,7	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7,2	6,4	6,7	5,9	5,7	5,5	5,3	5,0	4,8	4,5	4,2	4,0	3,7	3,5	3,2	3,0	2,8
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	6,6	7,3	6,1	5,9	5,7	5,4	5,2	4,9	4,6	4,4	4,1	3,8	3,6	3,4	3,1	2,9
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	9,4	15,3	19,5	21,1	29,9	37,6	44,1	49,5	54,2	58,3	61,9	65,1	68,0	70,5	72,8	74,9	76,8
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	9,4	15,3	28,9	21,1	29,9	37,6	44,1	49,5	54,2	58,3	61,9	65,1	68,0	70,5	72,8	74,9	76,8
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,5	5,5	5,4	4,6	4,0	3,4	2,9	2,5	2,2	1,9	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,7	5,6	5,2	4,8	4,1	3,5	3,0	2,6	2,3	1,9	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	2,31	2,08	3,36	3,78	3,66	3,54	3,40	3,23	3,07	2,90	2,73	2,56	2,40	2,24	2,09	1,95	1,81
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	2,31	2,08	2,27	3,78	3,66	3,54	3,40	3,23	3,07	2,90	2,73	2,56	2,40	2,24	2,09	1,95	1,81
48	из новых скважин	0,00	0,00	1,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	1,89	1,83	1,77	1,70	1,62	1,53	1,45	1,36	1,28	1,20	1,12	1,05	0,97	0,91
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	4,07	6,14	9,51	13,29	16,95	20,49	23,89	27,12	30,19	33,08	35,81	38,37	40,77	43,01	45,10	47,05	48,86
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2,51	4,27	6,98	9,96	12,53	14,73	16,63	18,26	19,67	20,88	21,92	22,81	23,58	24,24	24,81	25,30	25,72
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,031	0,053	0,086	0,123	0,155	0,182	0,205	0,225	0,243	0,258	0,271	0,282	0,291	0,299	0,306	0,312	0,317
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	9,76	16,59	27,13	38,73	48,70	57,29	64,67	71,02	76,48	81,18	85,22	88,69	91,68	94,25	96,46	98,36	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	8,14	6,83	10,54	11,60	9,98	8,58	7,38	6,35	5,46	4,70	4,04	3,48	2,99	2,57	2,21	1,90	1,64
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,27	7,57	12,63	15,92	16,28	16,73	17,28	17,97	18,84	19,97	21,46	23,51	26,43	30,90	38,46	53,76	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	Газовый фактор, м³/т	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2	294,2
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,616	0,517	0,797	0,878	0,755	0,649	0,559	0,480	0,413	0,355	0,306	0,263	0,226	0,195	0,167	0,144	0,124

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м3	0,616	1,133	1,930	2,808	3,563	4,213	4,771	5,252	5,665	6,020	6,326	6,589	6,815	7,010	7,177	7,321	7,445

Таблица 1.5.5-8 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 7 объекту. Вариант 3.

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	0,32	1,60	5,12	8,06	8,22	8,11	7,95	7,65	7,36	7,08	6,81	6,55	6,30	6,06	5,83	5,61	5,39	5,19	4,99
2	В том числе: из переходящих скважин	0,32	0,32	2,56	6,78	8,22	8,11	7,95	7,65	7,36	7,08	6,81	6,55	6,30	6,06	5,83	5,61	5,39	5,19	4,99
3	новых скважин	0,00	1,28	2,56	1,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,32	1,60	5,12	8,06	8,22	8,11	7,95	7,65	7,36	7,08	6,81	6,55	6,30	6,06	5,83	5,61	5,39	5,19	4,99
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	3300	3300	3300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	3,3	6,6	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	3,3	6,6	3,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	657	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	2	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0	0,32	0,32	2,56	6,78	8,22	8,11	7,95	7,65	7,36	7,08	6,81	6,55	6,30	6,06	5,83	5,61	5,39	5,19
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	0,32	2,62	7,16	9,08	8,22	8,11	7,95	7,65	7,36	7,08	6,81	6,55	6,30	6,06	5,83	5,61	5,39	5,19
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0	1,00	0,98	0,95	0,91	0,99	0,98	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0	0	3	7	8	8	8	8	7	7	7	7	6	6	6	6	5	5	5
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0	0,3	-2,5	-5,3	-9,5	-1,3	-2,0	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	4	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	4	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	1,1	3,6	6,0	7,0	8,8	9,8	10,5	11,2	11,9	12,5	13,1	13,7	14,2	14,7	15,2	15,7	16,1	16,5	16,9
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	1,6	5,4	7,0	7,0	9,8	10,5	11,2	11,9	12,5	13,1	13,7	14,2	14,7	15,2	15,7	16,1	16,5	16,9
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	7,0	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	12,7	10,6	15,4	21,3	27,3	36,0	41,1	46,9	51,8	56,0	59,6	62,8	65,6	68,0	70,2	72,2	74,0	75,6	77,1
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	12,7	37,0	26,8	24,3	27,3	36,0	41,1	46,9	51,8	56,0	59,6	62,8	65,6	68,0	70,2	72,2	74,0	75,6	77,1
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,0	3,2	5,1	5,5	6,4	6,3	6,2	5,9	5,7	5,5	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,4	4,2	4,0	3,9
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	1,0	4,0	5,3	5,1	6,3	6,2	5,9	5,7	5,5	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,4	4,2	4,0	3,9
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	17,8	31,4	48,5	66,3	67,9	69,3	70,7	71,9	73,2	74,3	75,4	76,3	77,3	78,2	79,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	0,37	1,79	6,05	10,24	11,30	12,67	13,51	14,41	15,27	16,09	16,86	17,60	18,30	18,96	19,59	20,18	20,74	21,28	21,78
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	0,37	0,51	3,49	8,96	11,30	12,67	13,51	14,41	15,27	16,09	16,86	17,60	18,30	18,96	19,59	20,18	20,74	21,28	21,78
48	из новых скважин	0,00	1,28	2,56	1,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,82	4,02	4,22	4,40	4,57	4,74	4,90	5,05	5,19	5,32	5,45
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	0,47	2,27	8,32	18,56	29,87	42,53	56,05	70,46	85,73	101,81	118,68	136,27	154,57	173,53	193,11	213,30	234,04	255,32	277,10
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	0,41	2,01	7,13	15,19	23,41	31,52	39,48	47,12	54,48	61,56	68,37	74,92	81,22	87,28	93,11	98,72	104,11	109,30	114,29
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,001	0,004	0,013	0,028	0,043	0,058	0,073	0,087	0,100	0,113	0,126	0,138	0,149	0,160	0,171	0,181	0,191	0,201	0,210
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,23	1,14	4,03	8,59	13,23	17,81	22,31	26,63	30,79	34,79	38,64	42,34	45,90	49,33	52,62	55,79	58,84	61,77	64,59
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,18	0,91	2,89	4,56	4,64	4,58	4,49	4,32	4,16	4,00	3,85	3,70	3,56	3,42	3,29	3,17	3,05	2,93	2,82
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,18	0,91	2,93	4,75	5,08	5,28	5,47	5,56	5,67	5,78	5,90	6,03	6,17	6,33	6,50	6,69	6,89	7,12	7,38
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	6,16	10,88	16,83	23,00	23,53	24,03	24,50	24,95	25,37	25,76	26,13	26,47	26,80	27,10	27,38
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	6,16	17,04	33,87	56,87	80,39	104,42	128,92	153,87	179,24	204,99	231,12	257,60	284,39	311,49	338,87
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	50,00	75,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	16,43	32,29	49,18	66,31	77,74	85,74	91,53	95,82	99,08	101,57	103,51	105,02	106,21	107,15	107,89
60	Газовый фактор, м³/т	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,035	0,177	0,564	0,888	0,905	0,893	0,876	0,842	0,810	0,780	0,750	0,721	0,694	0,667	0,642	0,618	0,594	0,571	0,550
62	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,036	0,212	0,776	1,664	2,569	3,462	4,338	5,181	5,991	6,770	7,520	8,242	8,935	9,603	10,245	10,862	11,456	12,028	12,577

Таблица 1.5.5-9 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по 8 объекту. Вариант 3.

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	1,93	4,83	9,29	9,27	7,77	7,61	7,51	6,64	5,88	5,20	4,60	4,07	3,60	3,19	2,82	2,49	2,21	1,95	1,73
2	В том числе: из переходящих скважин	1,93	1,90	6,37	9,27	7,77	7,61	7,51	6,64	5,88	5,20	4,60	4,07	3,60	3,19	2,82	2,49	2,21	1,95	1,73
3	новых скважин	0,00	2,93	2,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	1,93	4,83	9,29	9,27	7,77	7,61	7,51	6,64	5,88	5,20	4,60	4,07	3,60	3,19	2,82	2,49	2,21	1,95	1,73
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	16	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	3420	3420	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	3,4	3,4	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	3	3,4	3,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0	1,93	1,90	6,37	9,27	7,77	7,61	7,51	6,64	5,88	5,20	4,60	4,07	3,60	3,19	2,82	2,49	2,21	1,95
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	1,93	7,16	11,62	9,27	7,77	7,61	7,51	6,64	5,88	5,20	4,60	4,07	3,60	3,19	2,82	2,49	2,21	1,95
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0	0,99	0,89	0,80	0,84	0,98	0,99	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0	2	6	9	8	8	8	7	6	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	-1	-2	-1	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0	-1,4	-11,1	-20,2	-16,2	-2,1	-1,3	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	6,7	10,6	13,1	12,2	11,7	17,7	17,8	17,3	16,9	16,5	16,1	15,8	15,4	15,0	14,7	14,4	14,0	13,7	13,4
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	7,9	12,5	12,3	11,8	11,6	17,3	16,8	16,2	15,8	15,3	14,8	14,4	13,9	13,5	13,1	12,7	12,4	12,0
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	16,0	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	12,9	11,5	15,3	22,0	31,6	32,3	32,6	38,4	43,8	48,7	53,2	57,3	61,1	64,5	67,6	70,5	73,1	75,5	77,7
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	12,9	24,8	20,8	22,0	31,6	32,3	32,6	38,4	43,8	48,7	53,2	57,3	61,1	64,5	67,6	70,5	73,1	75,5	77,7
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,0	9,6	11,3	9,6	8,1	11,9	11,7	10,4	9,2	8,1	7,2	6,4	5,7	5,0	4,4	3,9	3,5	3,1	2,7
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут		5,9	9,9	9,6	8,0	7,9	11,7	10,3	9,1	8,1	7,1	6,3	5,6	4,9	4,4	3,9	3,4	3,0	2,7
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,1	28,4	40,0	50,1	47,2	44,6	42,3	40,1	38,1	36,4	34,7	33,2	31,8	30,5
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	2,22	5,46	10,97	11,89	11,36	11,23	11,14	10,79	10,46	10,14	9,83	9,54	9,25	8,98	8,71	8,45	8,20	7,96	7,73
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	2,22	2,53	8,04	11,89	11,36	11,23	11,14	10,79	10,46	10,14	9,83	9,54	9,25	8,98	8,71	8,45	8,20	7,96	7,73
48	из новых скважин	0,00	2,93	2,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,57	5,40	5,23	5,07	4,92	4,77	4,63	4,49	4,35	4,23	4,10	3,98	3,86
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3,09	8,55	19,52	31,41	42,77	54,00	65,14	75,94	86,40	96,54	106,37	115,91	125,16	134,13	142,84	151,29	159,50	167,46	175,19
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2,70	7,54	16,83	26,10	33,87	41,48	48,99	55,63	61,51	66,71	71,31	75,38	78,98	82,17	84,98	87,48	89,68	91,63	93,36
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,008	0,023	0,052	0,081	0,106	0,129	0,153	0,173	0,192	0,208	0,222	0,235	0,246	0,256	0,265	0,273	0,279	0,285	0,291
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	2,56	7,13	15,92	24,69	32,04	39,24	46,34	52,63	58,19	63,11	67,46	71,31	74,72	77,73	80,40	82,76	84,84	86,69	88,32
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,83	4,57	8,79	8,77	7,35	7,20	7,11	6,29	5,56	4,92	4,35	3,85	3,41	3,01	2,67	2,36	2,09	1,85	1,63
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,84	4,69	9,47	10,43	9,76	10,59	11,69	11,72	11,74	11,77	11,80	11,83	11,87	11,92	11,97	12,03	12,10	12,18	12,27
56	Закачка воды, тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,87	9,69	13,56	16,91	15,85	14,88	14,00	13,20	12,47	11,80	11,19	10,62	10,10	9,62
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,87	15,56	29,13	46,04	61,89	76,77	90,77	103,97	116,44	128,24	139,43	150,05	160,16	169,78
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	50,00	75,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,70	19,20	30,98	43,28	52,36	59,27	64,66	68,95	72,41	75,25	77,60	79,56	81,22	82,63
60	Газовый фактор, м³/т	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0
61	Добыча нефтяного газа, млн. м³/год	0,243	0,609	1,171	1,168	0,979	0,959	0,946	0,837	0,741	0,655	0,580	0,513	0,454	0,401	0,355	0,314	0,278	0,246	0,217
62	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. м³	0,243	0,852	2,023	3,191	4,171	5,129	6,076	6,913	7,653	8,309	8,888	9,401	9,855	10,256	10,611	10,925	11,203	11,449	11,666

Продолжение таблица 1.5.5-9

	Показатели	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	1,53	1,35	1,19	1,06	0,94	0,83	0,73	0,65	0,57	0,51	0,45	0,40	0,35	0,31	0,27	0,24	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,12
2	В том числе: из переходящих скважин	1,53	1,35	1,19	1,06	0,94	0,83	0,73	0,65	0,57	0,51	0,45	0,40	0,35	0,31	0,27	0,24	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,12
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	1,53	1,35	1,19	1,06	0,94	0,83	0,73	0,65	0,57	0,51	0,45	0,40	0,35	0,31	0,27	0,24	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,12
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	1,73	1,53	1,35	1,19	1,06	0,94	0,83	0,73	0,65	0,57	0,51	0,45	0,40	0,35	0,31	0,27	0,24	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	1,73	1,53	1,35	1,19	1,06	0,94	0,83	0,73	0,65	0,57	0,51	0,45	0,40	0,35	0,31	0,27	0,24	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв.	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88

	данного года, доли ед.																						
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5	-11,5
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,1	12,8	12,6	12,3	12,0	11,8	11,5	11,3	11,0	10,8	10,5	20,6	20,2	19,8	19,3	18,9	18,5	18,1	17,7	17,4	17,0	16,6
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11,7	11,3	11,0	10,7	10,4	10,1	9,8	9,5	9,2	9,0	8,7	8,5	16,4	16,0	15,5	15,1	14,6	14,2	13,8	13,4	13,1	12,7
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	79,7	81,5	83,1	84,6	86,0	87,2	88,4	89,4	90,4	91,2	92,0	92,7	93,4	94,0	94,5	95,0	95,4	95,9	96,2	96,6	96,9	97,1

41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	79,7	81,5	83,1	84,6	86,0	87,2	88,4	89,4	90,4	91,2	92,0	92,7	93,4	94,0	94,5	95,0	95,4	95,9	96,2	96,6	96,9	97,1
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,4	2,1	1,9	1,6	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	29,3	28,2	27,2	26,3	25,4	24,5	23,8	23,0	22,3	21,7	21,1	20,5	19,9	19,4	18,9	18,4	17,9	17,5	17,0	16,6	16,2	15,8
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	7,50	7,29	7,08	6,87	6,67	6,48	6,30	6,12	5,94	5,77	5,61	5,45	5,29	5,14	4,99	4,85	4,72	4,58	4,45	4,33	4,20	4,08
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	7,50	7,29	7,08	6,87	6,67	6,48	6,30	6,12	5,94	5,77	5,61	5,45	5,29	5,14	4,99	4,85	4,72	4,58	4,45	4,33	4,20	4,08
48	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	3,75	3,64	3,54	3,44	3,34	3,24	3,15	3,06	2,97	2,89	2,80	2,72	2,65	2,57	2,50	2,43	2,36	2,29	2,23	2,16	2,10	2,04
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	182,69	189,98	197,06	203,93	210,60	217,08	223,38	229,50	235,44	241,21	246,81	252,26	257,55	262,69	267,69	272,54	277,25	281,83	286,29	290,61	294,81	298,90
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	94,89	96,24	97,43	98,49	99,42	100,25	100,98	101,63	102,20	102,71	103,16	103,56	103,91	104,22	104,49	104,73	104,95	105,14	105,31	105,46	105,59	105,71
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,296	0,300	0,304	0,307	0,310	0,312	0,315	0,317	0,318	0,320	0,321	0,323	0,324	0,325	0,326	0,326	0,327	0,328	0,328	0,329	0,329	0,329
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,77	91,04	92,17	93,17	94,06	94,84	95,53	96,15	96,69	97,17	97,59	97,97	98,30	98,59	98,85	99,08	99,29	99,47	99,62	99,77	99,89	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,44	1,28	1,13	1,00	0,88	0,78	0,69	0,61	0,54	0,48	0,42	0,38	0,33	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,11
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12,37	12,49	12,62	12,78	12,96	13,17	13,42	13,72	14,06	14,48	14,97	15,58	16,33	17,26	18,46	20,03	22,15	25,18	29,76	37,49	53,06	100,00
56	Закачка воды, тыс. м³	9,18	8,77	8,39	8,03	7,70	7,39	7,10	6,83	6,57	6,33	6,10	5,88	5,68	5,48	5,30	5,12	4,95	4,79	4,64	4,49	4,35	4,21
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс. м³	178,96	187,73	196,12	204,15	211,85	219,24	226,34	233,16	239,73	246,06	252,16	258,04	263,71	269,19	274,49	279,61	284,56	289,35	293,99	298,48	302,82	307,04
58	Компенсация отбора: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	83,84	84,87	85,77	86,56	87,24	87,85	88,38	88,85	89,27	89,65	89,99	90,29	90,56	90,81	91,04	91,25	91,44	91,61	91,77	91,92	92,05	92,18
60	Газовый фактор, м³/т	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0
61	Добыча нефтяного газа, млн. м³/год	0,192	0,170	0,151	0,133	0,118	0,104	0,092	0,082	0,072	0,064	0,056	0,050	0,044	0,039	0,035	0,031	0,027	0,024	0,021	0,019	0,017	0,015
62	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. м³	11,859	12,029	12,179	12,313	12,430	12,535	12,627	12,709	12,781	12,845	12,901	12,951	12,995	13,034	13,069	13,100	13,127	13,151	13,172	13,191	13,207	13,222

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

1.7. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

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

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

1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу

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

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей

воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 1.8-2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка.

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия.

На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 1.8-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительный (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<i>Средняя (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего установленный предел.
<i>Высокая (28-64)</i>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

Таблица 1.8-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, балл	Категории значимости
-----------------------------	----------------------

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

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

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.8-3.

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

Таблица 1.8-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально- экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 – х месяцев) до 1 года

<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

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

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 1.8-4.

Таблица 1.8-4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Воздействие на атмосферный воздух

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности является его минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы, и сохранение существующего биоразнообразия.

В связи с этим, при характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной системы разработки были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор расчетных вариантов разработки произведен исходя из результатов пробной

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

эксплуатации месторождения, а также геолого-промысловых данных, которые характеризуются малой вязкостью пластовой нефти, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В настоящем проекте предусмотрены варианты разработки объектов разработки с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды через нагнетательные скважины.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Калжан планируется осуществлять добычу нефти с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивные горизонты.

В процессе разработки попутно-добываемая пластовая вода в полном объеме будет закачена обратно в пласт для ППД.

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

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

Вариант 1. В качестве первого варианта принят вариант на естественном режиме. Данный вариант предусматривает ввод из консервации одной скважины. Общее количество скважин составит 1 единица (скв.К-6).

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 350х350 м. Данный вариант предусматривает ввод из консервации одной скважины, а также бурение одной скважины. Общее количество скважин составит 2 единицы. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно-кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Вариант 3. Предусмотрено уплотнение сетки относительно второго варианта до 300х300. Данный вариант предусматривает ввод из консервации одной скважины, а также бурение двух скважин. Общее количество скважин составит 3 единицы, из них 1 скважина постепенно переводится под закачку воды. Рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно-кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Рентабельный период по вариантам составил:

- по 1 вариант – 2023 - 2054 гг
- по 2 вариант – 2023 - 2053 гг.
- по 3 вариант – 2023-2063 гг.
- по 4 варианту – 2023-2057 гг.

Потребность в капитальных вложениях (с учетом инфляции) за рентабельный период разработки залежи составила:

- по 1 варианту – 0,20 тыс. \$
- по 2 варианту – 11,2 тыс. \$
- по 3 варианту – 14,3 тыс. \$
- по 4 варианту – 16,8 тыс. \$

Эксплуатационные затраты по вариантам разработки составили:

- по 1 варианту – 13,5 тыс. \$
- по 2 варианту – 34,7 тыс. \$
- по 3 варианту – 53,3 тыс. \$
- по 4 варианту – 58,4 тыс. \$

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

- по 1 варианту – 15,2 тыс. \$
- по 2 варианту – 22,9 тыс. \$
- по 3 варианту – 26,3 тыс. \$
- по 4 варианту – 25,9 тыс. \$

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является *третий*

вариант, по которому недропользователь и Государство получают большую выгоду.

В рекомендуемом варианте разработки 3 предусматривается эксплуатация месторождения существующими скважинами, с бурением 11 добывающих скважин и 4 оценочных дополнительных скважин из бурения и вводом из консервации 9 скважин.

Добыча углеводородов максимально в 2026 году в объеме 36,66 тыс.т/год. Газовый фактор максимально в 2026 году – 89,8 м3/т.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: по рекомендуемому 3-му варианту – 2023-2063 гг.

При строительстве скважин, основными источниками загрязнения природной среды являются:

- На период строительно-подготовительных работ:

Организованные источники

ИЗ № 0001, Дизельгенератор

Неорганизованные источники

ИЗ № 6001, Экскаватор (рытье траншей

ИЗ № 6002, Бульдозер (обваловка буровой площадки)

ИЗ № 6003, Разгрузка пылящих материалов

ИЗ № 6004, Сварочный пост

- Источниками выделения (ИВ) загрязняющих веществ в атмосферу в вахтовом поселке:

Организованные источники

ИЗ № 0002, ДЭС 150 кВт

ИЗ № 0003, Резервуар для хранения дизтоплива

- На буровой площадке:

ИЗ № 0004, Дизельгенератор CAT3406C DITA (2 комплекта)

ИЗ № 0005, Дизельный двигатель CAT3508 (2 комплекта)

ИЗ № 0006, Дополнительная элек.станция VOLVO

ИЗ № 0007, Дизельгенератор N-120 кВт

ИЗ № 0008, Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник)

ИЗ № 0009, Паровой котел

ИЗ № 0010, ЦА-320М (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0011, СМН-20 (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0012, Резервуар для хранения дизтоплива

ИЗ № 0013, Резервуар для тех.масло

Неорганизованные источники

ИЗ № 6005, Узел приготовления цементного раствора

ИЗ № 6006, Емкость бурового раствора

ИЗ № 6007, Шламосборник

ИЗ № 6008, Дегазатор

ИЗ № 6009, Газосварка

ИЗ № 6010, Электросварка

ИЗ № 6011, Ремонтно-механическая мастерская

На испытательной площадке будут задействованы 18 стационарных источников загрязнения воздушного бассейна, 2 из которых является организованным:

Организованные источники

ИЗ № 0014, Факел

ИЗ №0015, УПА 60/80 (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0016, Дизельгенератор АД-200С-Т400 (освещение)

ИЗ № 0017, ЦА-320М (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0018, Печь подогрева

ИЗ № 0019, Емкость для дизтоплива

ИЗ № 0020, Резервуар для тех.масло

ИЗ № 0021, Резервуар для нефти, наливная эстакада

Неорганизованные источники

ИЗ № 6013, Насос для нефти

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины глубиной 2000 м составит – 26.90133541 г/сек и 55,4605901753 т/период. Для скважины глубиной 3500 м – 30.20144321 г/сек 111,94530375 т/период.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

На период расконсервации скважины:

Организованные источники

ИЗ №0001, Дизельный двигатель САТ С15 мощность 392 кВт

ИЗ №0002, Привод силового блока

ИЗ №0003, Дизельный двигатель бурового насоса

ИЗ №0004, Цементируочный агрегат

Неорганизованные источники

ИЗ №6001, Емкость для дизтоплива

ИЗ №6002, Насос для дизельного топлива

ИЗ №6003, Блок приготовления бурового раствора

За период испытания скважины

Организованные источники

ИЗ №0006 – дизельный двигатель при освещении;

ИЗ №0007 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;

ИЗ №0008 – факельная установка;

Неорганизованные источники

ИЗ №6004– площадка налива нефти;

ИЗ №6005 – устье скважины.

При расконсервации 1 скважины ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит – 0.96564239 г/сек и 3.7985366406 т/период.

На этапе эксплуатации

На этапе промышленной разработки предполагается следующая технология: скважинная продукция со скважины м/р Калжан поступает на ГУ после поступает на УПСВ и далее транспортируется нефтевозами АЦН на ЦППН близлежащего месторождения Кенлык компании ТОО «САУТС-ОЙЛ», для (обезвоживания и обессоливания) подготовки нефти до товарного качества. будет вывозится индивидуальным автотранспортом на ЦППН месторождения Кенлык. Учитывая физико-химические свойства пластового флюида, в процессе промышленной разработки месторождения возможны осложнения, связанные с наличием в нефти парафина каждая скважина должна быть обустроена индивидуальной печью подогрева типа УН-0,2, сепаратором, накопительной емкостью для сбора дегазированной нефти. Выделившийся при сепарации нефти попутный газ используется на собственные нужды в печах подогрева (постоянно в течение всего года). Замер нефти и газа осуществляется замерными устройствами.

УПСВ (Установка предварительного сброса воды, далее – УПСВ) предназначено для герметизированной системы сбора нефти от скважин м/р Калжан и отделения пластовой воды от нефти на установке предварительного сброса, сбора и подготовки пластовой воды с последующей закачкой в нагнетательные скважины для системы ППД и подачи отделившейся нефти резервуары для временного хранения нефти с последующей перевозкой автоцистерной на ЦППН м/р «Кенлык».

К основным оборудованию УПСВ Калжан входит:

- АГЗУ на 15 скважин;
- площадка налива нефти в автоцистерны;
- насосная станция приема и налива автоцистерн;
- отстойник с разделом фаз типа ОВ-50;
- резервуары пластовой воды 2 шт. по V=60 м3;
- резервуары хранения нефти 2 шт. по V=60 м3;
- площадка блока дозирования химреагентов;
- площадка емкости дренажной подземной V=25 м3;
- площадка под блок фильтров и учета воды;
- блок бустерных насосов;
- блок высоконапорных нагнетательных насосов;
- ДЭС;
- ШСУ.

Организованные источники

ИЗ №0001 – Печь подогрева ПП-0,63А;

ИЗ №0002 – Печь подогрева ППТ-0,2Г/Ж;

ИЗ №0003 – Дренажная емкость V-100 м3;

ИЗ №0004 – Дренажная емкость V-100 м3;

ИЗ №0005 – Факел;

ИЗ №0006 - 0012 – Резервуары для нефти V-50 м3;

ИЗ №0013 - 0014 – Дренажная емкость V-8 м³;

ИЗ №0015 – ДЭС 108 кВт (резерв.);

ИЗ №0016 – Емкость для д/т (ДЭС);

Неорганизованные источники

ИЗ №6001 – 6037 – Насос технологический;

ИЗ №6038 – 6039 – Сепаратор Арго;

ИЗ №6040 – 6041 – Манифольд;

ИЗ №6042 – 6078 – Площадка скважин;

ИЗ №6079 – 6080 – Двухфазный сепаратор;

ИЗ №6081 – 6082. Газовый скруббер (ФС-11);

ИЗ №6083 – ФС выкидных линии.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2026 год) – 57,0176569983 г/сек и 538,7259648 т/год.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при разработке месторождения, от стационарных источников приведен в таблицах ниже:

Таблица 1.8.2-1- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-ой скважины глубиной 2000 м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.021233	0.003546	0.08865
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.001665	0.000278	0.278
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	3.727365	10.6976725	667.441813
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	10.777918	10.610355	576.83925
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	2.28209	4.4419	88.838
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	3.65227	9.0333	180.666
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00001693	0.00001668	0.002085
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.637616	10.571392	7.52379733
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.001421	0.0002372	0.04744
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	0.0015274	0.000255	0.0085
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.0000409	0.000026	0.00000052
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.144434	0.13166	0.00438867
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.546806	1.064206	106.4206
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.546806	1.064206	106.4206
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0002166	0.000146	0.00292
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель		1			4	5.474088	7.8281835953	10.648003

2902	РПК-265П) (10)								
2908	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15	3	0.011	0.0051912	0.034608		
2930	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	0.07022158	0.005571	0.05571		
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0046	0.002448	0.0612		
В С Е Г О :					26.90133541	55,4605901753	1745.38157		
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.2-2- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-ой скважины глубиной 3500 м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.021233	0.003546	0.08865
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.001665	0.000278	0.278
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	7.0274728	30.6976725	667.441813
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	10.777918	20.610355	676.83925
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	2.28209	14.4419	88.838
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	3.65227	19.0333	180.666
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00001693	0.00001668	0.002085
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.637616	16.571392	7.52379733
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.001421	0.0002372	0.04744
0344	Фториды неорганические плохо		0.2	0.03		2	0.0015274	0.000255	0.0085

0415	растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)				50	0.0000409	0.000026	0.00000052
0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				30	0.144434	0.13166	0.00438867
1301	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)							
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0.03	0.01		2	0.546806	1.064206	106.4206
1325	Акрилальдегид) (474)							
2735	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.546806	1.064206	106.4206
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0002166	0.000146	0.00292
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	9.474088	8.3128971703	10.648003
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.034608
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	0.07022158	0.005571	0.05571
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0046	0.002448	0.0612
В С Е Г О :						30.20144321	111.94530375	2745.38157

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

или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

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

Таблица 1.8.2-3- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации 1-ой скважины

Код ЗВ	На и м е н о в а н и е загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.0107	0.000463	0.011575

0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.001097	0.0000474	0.0474
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.1507432	0.410200403	160.25501
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.5726	0.3826230226	98.2783333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.1624188	1.006570269	40.1314054
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.40317	0.51162	30.2324
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00012821	0.000596286	0.07453575
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.116288	0.28765269	5.42921756
0410	Метан (727*)				50		0.0402122	0.312690067	0.0062538
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.008707	0.1418	0.002836
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.076168	0.10494	0.003498
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00004204	0.000685	0.00685
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00001321	0.0002153	0.0010765
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00002643	0.0004306	0.00071767
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.048373	0.181382	18.1382
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.048373	0.181382	18.1382
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.0001083	0.000073	0.00146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.226874	0.184535	1.984535
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	0.2996	0.09072	0.9072
	В С Е Г О :						0.96564239	3.7985366406	373.650704

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

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

Таблица 1.8.2-4- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождения Калжан (2026 г. - максимальная добыча нефти)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00885	0.00535	0.13375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000762	0.00046	0.46
0148	1,3-Дихлор-1,3,5-триазин-2,4,6(1Н,3Н,5Н) трион натрия				0.03		0.0000001225	0.0000038	
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	10.95032633333	118.521796	27.951
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	10.15442806667	115.856606	3.028025
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.06180555555	22.1048851172	1.3968
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	2.14833333333	23.9446246	3.492
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000000457	0.0182319642	0.0002775
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.77738888889	20.3917	0.30485667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000621	0.000375	0.075
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		19.158419808	55.04792258	0.44095845
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		12.53712064	110.154914516	0.27183048
0501	Пентилены (460)		1.5			4	0.0902	0.000908	0.00060533
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.09131678	0.1071840245	1.07184024
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.013071468	0.0335301977	0.16765099
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.083472706	0.1257853454	0.1127281
0627	Этилбензол (675)		0.02			3	0.002165	0.00002178	0.001089
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.00000148333	0.0000026056	2.605635
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.01483333333	0.02400903	1.746
2704	Бензин (60)		5	1.5		4	0.4395566362	0.2401	0.16006667
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			1		4	1.73000910355	72.147454242	7.735441

ТОО «Ast Nedra» _____ ТОО «Саутс-Ойл»

	В С Е Г О от 1 скв. :					57,0176569983	538,7259648	
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)								

Передвижные источники загрязнения

Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды;
- Вахтовая;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы;
- Самосвал;
- Экскаватор.

Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения

Объемы потребления топлива перечисленными транспортными средствами рассчитаны для суточного потребления. Суточное потребление топлива автотранспортом составляет:

дизельное топливо – 0,75 т;

бензин – 0,35 т.

Объемы потребляемого топлива передвижными источниками за период бурение 1 скважины составляет:

дизельного топлива – $Q = 41,32$ т.;

бензина – $Q = 19,28$ т.;

Расчет выбросов вредных веществ произведен в соответствии с требованиями «Правил инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников» утвержденный приказом №217-п и.о. МООС РК и «Методике определения платежей за загрязнение атмосферного воздуха передвижными источниками» по следующей формуле:

$$П = Q * K_i$$

где, Q - объем потребляемого топлива;

K_i – удельный выброс загрязняющих веществ, условно, т.

Предварительная оценка воздействия передвижных источников загрязнения на атмосферный воздух.

На основании расчета выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения были выявлены основные передвижные источники загрязнения.

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении работ приведен в таблице 8.2-4.

Таблица 8.2-4

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/год
При пробной СМР, бурении, испытании и расконсервации				
Автотранспорт на диз. топливе	33	0,1	Оксид углерода	3,3
		0,04	Диоксид азота	1,32
		0,03	Углеводороды	0,99
		0,02	Диоксид серы	0,66
		0,0155	Сажа	0,5115
		$0,032 * 10^{-5}$	Бенз/а/пирен	0,00001056
			Всего:	6,78151056
Автотранспорт на бензине	15,4	0,6	Оксид углерода	9,24
		0,04	Диоксид азота	0,616
		0,1	Углеводороды	1,54
		0,002	Диоксид серы	0,0308

		0,00058	Сажа	0,008932
		0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,000003542
			Всего:	11,43573554
ИТОГО:				18,2172461
При эксплуатации				
Автотранспорт на диз. топливе	273,75	0,1	Оксид углерода	27,375
		0,04	Диоксид азота	10,95
		0,03	Углеводороды	8,2125
		0,02	Диоксид серы	5,475
		0,0155	Сажа	4,243125
		0,032*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000876
			Всего:	56,2557126
Автотранспорт на бензине	127,75	0,6	Оксид углерода	76,65
		0,04	Диоксид азота	5,11
		0,1	Углеводороды	12,775
		0,002	Диоксид серы	0,2555
		0,00058	Сажа	0,074095
		0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,000029
			Всего:	94,86462438
ИТОГО:				151,120337

Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками

Код вещества	Наименование вещества	ПДКм.р, ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс веществ, т/год
При СМР, бурении, испытании и расконсервации				
0337	Оксид углерода	5,000	4	12,54
0304	Диоксид азота	0,400	3	1,936
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	2,53
0330	Диоксид серы	0,500	3	0,6908
0328	Сажа	0,150	3	0,520432
0703	Бенз/а/пирен	10 ⁻⁶	1	0,000014102
Всего:				18,2172461
При эксплуатации				
0337	Оксид углерода	5,000	4	104,025
0304	Диоксид азота	0,400	3	16,06
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	20,9875
0330	Диоксид серы	0,500	3	5,7305
0328	Сажа	0,150	3	4,31722
0703	Бенз/а/пирен	10 ⁻⁶	1	0,000117
Всего:				151,120337

Передвижными источниками за период проведения работ в атмосферу выбрасывается:

- При СМР, бурении, испытании и расконсервации: 151,120337 тонн.

Согласно ст.202.п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов от передвижных источников (строительных машин и транспортных средств) не устанавливаются.

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся при строительстве проектных скважин, будут представлены после утверждения данного проекта разведки, в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разведочных работ на участке проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

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

- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы,
- 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;
- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г., п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час. и др;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период эксплуатации в отдельных проектах, с учетом всех действующих источников и т.д.

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

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

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

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

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

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

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

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не

превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

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

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе района расположения предприятия.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на месторождении, произведен с учетом фоновых концентраций вредных веществ в атмосфере и показал, что при проведении работ, концентрация на уровне СЗЗ не превысила допустимых нормативов.

За пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при проведении разведочных работ приведет к превышению предельно-допустимой концентрации. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Анализ расчета приземных концентраций показал, что на всех этапах проведения работ на границе СЗЗ превышение ПДК не наблюдается ни по одному ингредиенту.

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на атмосферный воздух в период разведочных работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

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

Воздействие на водные объекты

Проведение работ характеризуется потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении работ будет использоваться вода питьевого качества. На технологические нужды будет использоваться техническая вода. Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Вода питьевого качества будет использоваться на питье, приготовление пищи, прачечных, душевых. Питьевая вода бутилированная, привозная согласно договору. Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд будет осуществляться от артезианской самоизливающейся скважины.

Водозабор расположен на контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» на месторождении Кенлык. Скважина №0638 эксплуатирует подземные воды верхнемеловых туронских отложений месторождения Кенлык в пределах Кызылкумского артезианского бассейна.

Расход воды на хоз.бытовые нужды для одного человека составляют 25 л/сут и 20 л/сут вода питьевого назначения на 1 человека (СНиП 2.04.01-85). Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах – 43 м³/сут, при испытании - 20 м³/сут (СНиП 2.04.01-85).

Нормативный объем расхода воды при реализации проектируемых работ составит:

№ пп	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м ³) для			
		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Строительство и монтаж	-	9,8 (17,15)	7,8 (13,65)	17,6 (30,8)
2	Подготовительные работы к бурению	129 (225,75)	1,88 (3,29)	1,5 (2,625)	132,38 (231,665)
3	Бурение и крепление	2183,97 (3821,9475)	31,7 (55,475)	25,4 (44,45)	2241,07 (3921,8725)
4	Испытание в эксплуатационной колонне	1141,65 (3234,6375)	16,5 (28,875)	13,2 (23,1)	1171,35 (3286,6125)

5	Итого:	3454,62 (7282,335)	59,88 (104,79)	47,9 (83,825)	3562,4 (7470,95)
---	--------	--------------------	----------------	---------------	------------------

Примечание* Значение в скобках для скважины глубиной 3500м.

Баланс водоотведения и водопотребления при расконсервации скважины:

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Водопотребление		Водоотведение	
			м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
Питьевые нужды	0,125	10	1,25	58,0	2,42	58,0
Бытовые нужды	0,015	10	0,15	14,16	0,59	14,16
Всего	-	-	1,4	72,16	3,01	72,16
Технические нужды	8,36	-	8,36	142,56	-	-
Итого:	-	-	8,36	214,72	3,01	72,16

Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
На 2023-2032 годы							
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8
Всего	-			1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.

Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

Хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся на очистные сооружения биологической очистки сточных вод на м/р Кенлык.

В связи с этим отрицательное влияние на поверхностные и подземные воды проектируемые работы оказывать не будут, и попадание ГСМ, нечистот в них исключено. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;
- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

Подземные воды приурочены к протерозойским и палеозойским породам кристаллического фундамента и мезозой-кайназойским рыхлым образованиям. Подземные воды коренных пород, в основном, распространены в горной части района. Здесь, преимущественно, развиты трещинно-карстовые воды, циркулирующие в карбонатных отложениях тамдинской серии.

Формирование подземных вод месторождения определяется взаимодействием нескольких факторов: климатических условий, характера рельефа местности, наличия рыхлого покрова, наличия тектонических нарушений и их коллекторских свойств.

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

Подземные воды имеют низкую минерализацию, в пределах 0,4-0,8 г/л. По химическому составу преобладают воды гидрокарбонатно-сульфатные, либо сульфатно-гидрокарбонатные, а по катионному составу - кальциево-натриевые, кальциево-магниевого. Общая жесткость вод невелика и не превышает, как правило, 4-8 мг-экв/л, достигая в отдельных случаях 16,8 мг- экв/л.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия - точечный (\\) - площадь воздействия менее 1га для

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

площадных объектов

- временной масштаб воздействия - кратковременный (1) - продолжительность воздействия менее 10 суток

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - слабая (2) - изменения среды превышают естественные флуктуации, но среда полностью восстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (9-27) - изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые).

Намечаемые работы будут строго производиться в пределах отведенного земельного участка. Прямого воздействия на состояние водных ресурсов (забор воды из поверхностных и подземных источников, сброс сточных вод) предприятием оказываться не будет.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории 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.

Рекомендации по охране подземных вод:

• Принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопроявлений. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;

• Особое внимание при строительстве скважины должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;

• Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;

• Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаяющей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;

• Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;

• Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);

• 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 изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химические реагенты затариваются и хранятся под навесом для химических реагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химические реагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Оработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорта.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным марш-шрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефте-продуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замасленных участков, в случае возникновения.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефа не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности не вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, маловероятны.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведки.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность

скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

- Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимися полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

- Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке месторождения на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка в пределах допустимых стандартов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 сделать ограждения;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;
- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;
- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;
- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;
- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание оградений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления погребения существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

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 накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно

«Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ- 331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах

будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе строительства скважин и расконсервации образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Основными отходами в процессе строительства скважины являются:

- буровой шлам,
- отработанный буровой раствор,
- промасленная ветошь,
- металлолом,
- огарки сварочных электродов,
- использованная тара;
- отработанные масла,
- коммунальные (ТБО) отходы.

В процессе эксплуатации месторождения образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Основными отходами в процессе разработки месторождения являются:

- промасленная ветошь;
- отработанные масла;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные автошины;
- медицинские отходы;
- нефтешлам;
- отработанные люминесцентные лампы;
- коммунальные (ТБО) отходы.

Отходы производства и потребления

Промасленная ветошь относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO₂ – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4.

Перечень опасных свойств отходов: НРЗ - огнеопасные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

Огарки сварочных электродов - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe₂O₃ – 79,2%, Al₂O₃ – 6,13%, MgO – 8,9% Cu

— 1,3%. Класс опасности 4. Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

— Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома на временной площадке.

Отработанные масла являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с повторным использованием на предприятии. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Коммунальные отходы относятся к «зеленому списку» отходов GO060. Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe₂O₃ - 1,85%, SiO₂ – 1,6%. Класс опасности 5. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответствии маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведенной площадке.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

Отходы производства и потребления.

Предварительный перечень отходов в процессе строительства одной скважины (2000 м) составит:

буровой шлам – 308,24 т;
ОБР – 389,328 т;
отработанное масло – 1,95 т;
ТБО – 5,229 т;
металлолом – 2,02 т;
огарки использованных электродов – 0,0363 т;
пустая бочкотара – 0,5 т;
использованная тара – 1,5 т.

Для скважины глубиной 3500 м составит:

буровой шлам – 543,025 т;
ОБР – 463,716 т;
отработанное масло – 108,605 т;
ТБО – 5,449 т;
металлолом – 2,25 т;
огарки использованных электродов – 0,0763 т;
пустая бочкотара – 1,2 т;
использованная тара – 2,5 т.

Предварительный перечень отходов при расконсервации одной скважины составит 142,761 т, в том числе:

отработанное масло – 2,85 т;
буровой шлам – 24,466 т;
буровой раствор – 113,748 т;
использованная тара – 0,5 т.

*Примечание *Данные объемы образования отходов были взяты из разработанных аналогичных проектов.*

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Сразу после образования отходы направляются на участок переработки отходов бурения на м/р Кенлык.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна - 2,1 т/м³, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2.

2,1: 1,2 = 1,75 т/м³

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую

агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в БСВ, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. По мере накопления отходы передаются на участок переработки отходов бурения, где проходят отстаивание в прудах-накопителях перед очисткой на установке ГДС.

Промасленная ветошь относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): тестиль – 67,8, минеральное масло – 16,2%, SiO₂ – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4.

Перечень опасных свойств отходов: НРЗ – огнеопасные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой – не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой – не образует).

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

Металлолом – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe₂O₃ – 89,12%, Al₂O₃ – 0,1%, MgO – 0,85%, Cu – 1,7%. В отходе присутствуют также TiO₂, MnO, Na₂O, V₂O₅, Cr, Co, Mo. Класс опасности 4.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой – не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой – не образует).

При сдаче металлолома должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома, большие куски помещать на специальную площадку временного хранения с последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

Огарки сварочных электродов – остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe₂O₃ – 79,2%, Al₂O₃ – 6,13%, MgO – 8,9% Cu

– 1,3%. Класс опасности 4. Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой – не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой – не образует).

– Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома на временной площадке.

Отработанные масла являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с повторным использованием на предприятии. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой – не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой – не образует).

Коммунальные отходы относятся к «зеленому списку» отходов GO060. Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe₂O₃ – 1,85%, SiO₂ – 1,6%. Класс опасности 5. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой – не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой – не образует).

Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответствии маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведенной площадке.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая

обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка.

На этапе эксплуатации месторождения

Твердые бытовые отходы (ТБО)

Расчетная методика: РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства»

Расчет объема формирования ТБО производится по следующей формуле:

$$M = V_{\text{год}} * n,$$

где n – количество человек; по месторождению – 40.

$V_{\text{год}}$ – 360 кг на 1 чел. в год для месторождения (норма согласно РНД 03.1.0.3.01-96 как для кварталов с неблагоустроенным жилым фондом) и 1,06 м³/год на 1 чел. для офиса (норма согласно РНД 03.1.0.3.01-96 как для благоустроенного сектора).

Плотность отходов – 220 кг/м³.

Таким образом, возможное количество формирования ТБО в год ожидается в следующем объеме: Месторождение Мынтек

$$M = 365 * 40 = 14400 \text{ кг/год или } 14,4 \text{ т/год}$$

Отработанные масла

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г. Расчет количества отработанного моторного масла (N) выполнен с использованием формулы п.2.4 расчетной методики:

$$N = (N_b + N_d) * 0,25,$$

где 0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта и генераторов на дизельном топливе; $N_d = Y_d * H_d * \rho$, где Y_d – расход дизельного топлива за год, м³; H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла, 0,930 т/м³.

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине; $N_b = Y_b * H_b * \rho$, где Y_b – расход бензина за год, м³; H_b – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива

Расчет образования отработанного моторного масла на							
Расход бензина за год, м ³	Норма расхода масла	Плотность моторного масла	Нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине	Расход дизельного топлива за год, м ³	Норма расхода масла	Нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе	Количество отработанного масла, тонн
Y_b	H_b	ρ	$N_b = Y_b * H_b * \rho$	Y_d	H_d	$N_d = Y_d * H_d * \rho$	$N = (N_b + N_d) * 0,25$
15,0	0,024	0,93	0,335	0,1	0,032	0,003	0,085

При техническом обслуживании газопоршневых генераторов (ГПГ), образуется отработанное моторное масло, за счет работы газового двигателя. Объем образования отработанного масла при работе ГПГ рассчитывается по формуле: $N = Y * H * \rho * 0,25$

Расчет образования отработанного моторного масла на						
Наименование установки	Количество	Расход масла, м ³ /год	Норма расхода масла	Плотность моторного масла	Доля потери масла	Количество отработанного масла, тонн
		Y	H	ρ		N
газопоршневый генератор «SHENGONG 500GJ21-PWT-ESM3»	2	2,4	2,4	0,93	0,25	1,9

Огарки сварочных электродов

Список литературы:

«Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18. 04.2008г. № 100-п.

Отход представляет собой остатки электродов после использования их при сварочных работах при строительно-монтажных работах.

Норма образования отхода составляет:

Расчет объемов образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$N = M * \alpha, \text{ т/период}$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

где N - норма образования огарков сварочных электродов;

M - расход сварочного материала, 0,02 т/период;

$\alpha = 0,015$ - остаток электрода.

Объем образования сварочных огарков при производстве строительных работ составит:

$$N = 0,02 * 0,015 = 0,0003 \text{ т/период}$$

Код	Отход	Кол-во, тонн /период
120113	Огарки электродов	0,0003

Промасленная ветошь

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей оборудования, в результате эксплуатации и проведения технического обслуживания различного вида техники, оборудования и транспорта.

Для отреза ткани связь между весом отреза и количеством погонных метров отреза очевидно выражается следующим образом:

метраж = ширина (м) / вес одного погонного метра ткани (кг/м2),

где вес одного погонного метра = плотность (кг/м2) * ширину (м)

плотность ткани 240 г/м2 (или 0,24 кг/м2)

ширина 180 см (или 1,8 м)

Узнаем вес одного погонного метра ткани = $0,24 * 1,8 = 0,432$ кг

Количество метров ткани в год = 400

Итого вес составит: $0,432 \text{ кг} * 400 \text{ м} = 172,8 \text{ кг/год}$ (или 0,1728 т/год)

Состав промасленной ветоши (%): тряпье – 73; масло – 12; влага – 15.

Расчет образования промасленной ветоши произведен в соответствии с формулой п. 2.32 расчетной методики:

$N = M_o + M + W$, т/год,

где: M_o – поступающее количество ветоши, т/год, $M_o = 0,1728$;

M – норматив содержания в ветоши масел, $M = 0,12 * M_o$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 * M_o$;

$M = 0,12 * 0,1728 = 0,020736$

$W = 0,15 * 0,1728 = 0,02592$

$N = 0,1728 + 0,020736 + 0,02592 = 0,254$ т/год

Металлолом

Образование металлолома ожидается в количестве 2,0 тонн /период

Код	Отход	Кол-во, тонн /период
160117	Металлолом	2,0

Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу МОС РК от «18» 04 2008г. № 100-п. Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n * T / T_p, \text{ шт/год},$$

где: n - количество установленных ламп, шт.

m - масса одной лампы, г.

t - фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

k - нормативный срок службы лампы, час

	n	T	T_p	N , шт	m , кг	N , т
на год	90	6600	15000	39,6	0,2	0,0093

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период разработки месторождения

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	18,5636
в том числе:		
отходов производства	-	4,1636
отходов потребления	-	14,4
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	1,9
Промасленная ветошь	-	0,254
люминесцентные лампы		0,0093
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	14,4
металл	-	2,0
Огарки использованных электродов	-	0,0003

Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Отработанные люминесцентные лампы	20 01 21*	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отходы бурового шлама	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Вывозятся по мере накопления на собственный участок временного хранения и переработки отходов на месторождении Кенлык
Отработанный буровой раствор	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Вывозятся по мере накопления на собственный участок временного хранения и переработки отходов на месторождении Кенлык
Отработанные масла	13 02 08*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Промасленная ветошь	15 02 02*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Использованная тара	15 01 10*	Складирование в специально отведенном и оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Металлолом	17 04 07	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Вывозятся по мере накопления на собственный полигон и сдаются на договорной основе сторонней организации.

1.9.3. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях

и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарных правил определяющих санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды предприятия.

1.9.4. Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируруемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно- эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий

антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

Жалагашский район (каз. Жалағаш ауданы; ранее Джалагашский) — административная единица, район в составе Кызылординской области Казахстана.

Районный центр — посёлок Жалагаш, который находится в 72 километрах от областного центра — города Кызылорда. В Жалагашском районе живёт свыше 20 национальностей. Район образован 17 октября 1939 года.

Расположен в центре Кызылординской области, на западе граничит с Кармакшинским районом, на востоке — с Сырдарьинским районом Кызылординской области, на севере граничит с Карагандинской областью, с юга — с территорией Узбекистана (Каракалпакстан).

Река Сырдарья пересекает территорию района. По территории района проходит автомобильная трасса Самара — Шымкент и железная дорога.

На полупустынных почвах произрастают типчак, ковыль, полынь.

Согласно расчету рассеивания, расчетная санитарно-защитная зона составляет 1000 метров для проведения разведочных работ. Ввиду удаленности населенного пункта, намечаемая деятельность не будет оказывать негативное воздействие на жилые зоны и здоровье населения.

Учитывая, что при максимальной нагрузке рассматриваемых работ максимальные концентрации загрязняющих веществ наблюдаются непосредственно на площадке ведения работ, а на расстоянии 1000 метров от крайних источников выброса суммарные концентрации загрязняющих веществ не превышают 1,0 ПДК, следовательно, можно сделать вывод о том, что негативное влияние на население рассматриваемого района исключается.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). В 40 км к востоку находится нефтепромысел Кумколь.

Сбросы производственных сточных вод при намечаемой деятельности отсутствуют.

Договора будут заключаться непосредственно перед началом работ.

Намечаемая деятельность не предусматривает захоронение отходов.

Для предотвращения воздействия на здоровье персонала, задействованного на работах, сопровождающихся обильным выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух, необходимо применение средств индивидуальной защиты.

Режим использования воды и отведения сточных вод, а также вид, способ складирования и утилизации отходов (рассмотренные в соответствующих разделах) не окажут негативного влияния на здоровье населения района размещения производства.

Отходы производства и потребления будут складироваться в специальные контейнеры и передаваться по договору на утилизацию сторонним организациям.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной системы разработки были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор расчетных вариантов разработки произведен исходя из результатов пробной эксплуатации месторождения, а также геолого-промысловых данных, которые характеризуются малой вязкостью пластовой нефти, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

На 1, 3, 5 и 6 объектах предусмотрены на естественном режиме. Необходимо отметить, что закачка на ранней стадии разработки проводится в случае невозможности извлечения нефти на естественном режиме. К примеру ППД необходимо проводить при снижении пластового давления ниже давления насыщения, по фактическим данным текущее пластовое давление выше давления насыщения. Это обосновывается тем, что на месторождении еще не отобраны запасы, находится только на стадии разведки (пробной эксплуатации), поэтому снижение пластового давления на данном этапе без выработки запасов не будет наблюдаться. Также зоны дренирования этих объектов полностью покрывает находящихся извлекаемых запасов, с учетом планируемого режима работы на данном скважине дренируемые запасы будет полностью извлечены, в том числе в отдаленных зонах. Стоимость дополнительного бурения новых скважин и эксплуатационные затраты на этих объектах будут превышать стоимость извлекаемых запасов, что не рационально.

В проекте исходя из геологических запасов, для каждого рассмотрены следующие 4 варианта разработки.

- Для I объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина К-16. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину К-16.

- Для II объекта, рассмотрены 4 варианта разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважины (К-10, К-12). Общее количество скважин, составит 2 единиц.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважины, а также бурение 1 проектно-добывающую скважину. Общее количество скважин, составит 3 единиц.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержания пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с плотностью сетки аналогично 2 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 3 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды.

Вариант 4. Предусмотрено уплотнение сетки относительно 3 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважины, а также бурение 2 проектно добывающих скважин. При этом общее количество скважин, составляет 4 единиц, из них 1 скважина переводится под закачку воды.

- Для III объекта, рассмотрено один вариант разработки и данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину К-17.

- Для IV объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, с учетом фактических данных.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину. Общее количество скважин, составит 1-у единицу (К-14).

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 2 говых добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 3 единиц.

Вариант 3. Предусмотрено уплотнение сетки относительно 2 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 3-х проектно добывающих скважин. При этом общее количество скважин, составляет 4 единиц, из них 1 скважина переводится под закачку воды.

- Для V объекта, рассмотрено один вариант разработки и Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину К-3.

- Для VI объекта, рассмотрены 2 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации одну скважину. Общее количество скважин, составит одну единицу (К-1).

Вариант 2. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 1 проектно добывающую скважину. Общее количество скважин, составит 2 единиц.

- Для VII объекта, рассмотрено три варианта разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину. Общее количество скважин, составит 1 единицу (скв.К-5).

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 4 проектно добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 5 единиц. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с плотностью сетки аналогично 2 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным завдонением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 5 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Вариант 4. Предусмотрено уплотнение сетки относительно 3 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину, а также бурение 5 проектно добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 6 единиц, из них 1 скважина переводится под закачку воды. Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

- Для VIII объекта, рассмотрено две варианта разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 скважину. Общее количество скважин, составит 1 единицу (скв.К-6).

Вариант 2.В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 350х350 м.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1скважину, а также бурение 1 скважину. Общее количество скважин, составит 2 единиц. Также рекомендуется провисти ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Вариант 3.Предусмотрено уплотнение сетки относительно 2 варианта до (300х300). Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1скважину, а также бурение 2 скважины. Общее количество скважин, составит 3 единиц, из них 1 скважина постепенно переводятся под закачку воды.

Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта, соляно кислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения, а также результатов закачки и испытаний на приемистость.

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва ($P_z = 0,9 \cdot P_{zгрп}$).

Давление гидроразрыва пласта определено расчетным путем по формуле:

$$P_{грп} = P_g - P_{пл} + G_p,$$

где: $P_{грп}$ - забойное давление разрыва пласта, $P_g = H \cdot \rho_p / \rho_{гор}$ - горное давление; G_p - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно $G_p = 1,5-3,0$ МПа); H - глубина залегания пласта; ρ_p - средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2,2-2,6 т/м³, в среднем 2,4 т/м³; $\rho_{гор}$ - ускорение свободного падения.

Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В настоящем проекте предусмотрены варианты разработки объектов разработки с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды через нагнетательные скважины.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Калжан планируется осуществлять добычу нефти с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивные горизонты.

В процессе разработки попутно-добываемая пластовая вода в полном объеме будет закачена обратно в пласт для ППД.

Проектные параметры, относимые к контрактным обязательствам недропользователя

№п/п	Параметры	Объекты	
		I	II
1	Плотность сетки эксплуатационных скважин, 10 ⁴ м ² /скв;	9	12,25
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;	6:1	4:1
3	Коэффициент компенсации по залежам, %;	±10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, приведенных в таблицах раздела 4.1	
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$P_{пл} > P_{нас}$;	
5	Отношение пластового давления к забойному давлению;	$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$,	
		где минимальное	
		$P_{заб} > P_{нас}$	
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т;	36,1	69,3
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т	±10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в целом по объектам в таблицах,	

№п/п	Параметры	Объекты	
		I	II
		приведенных в разделе 4.1	
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м3	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1	
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1	

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

Учитывая геологическое строение месторождения Калжан, в качестве расчетной модели пласта для прогноза технологических показателей разработки использовалась модель послойно- и зонально-неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта [7, 8 и 9]. Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам (d), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации (V_2).

Совместно с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения $Y(X)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямопропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F - суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A - доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения Калжан проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_{z2} – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, $V_{п2}$ – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости, $V_{я2}$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию, $\eta_{ср}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{ср.пр}$ – среднее значение проницаемости.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1 – 4.14 по месторождению в целом и эксплуатационным объектам. Показатели по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П. 4.1 – 4.14. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.

Таблица 4.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3

Годы и период ы	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн.скваж ин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	9	0	9	20,85	0	0	9	0	0	6,3	7,4	0,0
2024	4	4	0	0	0	13	31,25	0	0	13	2	0	6,4	7,5	0,0
2025	5	5	0	0	0	18	44,26	0	0	18	2	0	6,6	8,0	0,0
2026	2	2	0	0	0	20	49,49	0	0	20	4	0	6,0	7,7	0,0
2027	0	0	0	0	2	20	49,49	0	0	18	5	2	5,9	8,4	41,3
2028	0	0	0	0	2	19	47,79	0	0	15	4	4	6,7	10,1	31,5
2029	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	15	8	4	6,3	10,2	41,9
2030	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	15	8	4	5,7	10,1	43,7
2031	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	15	15	4	5,1	10,0	42,4
2032	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	15	15	4	4,7	9,9	41,2
2033	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	15	15	4	4,2	9,8	40,2
2034	0	0	0	0	0	19	47,79	1	0	14	14	4	4,1	9,8	39,2
2035	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	14	14	4	3,8	9,8	38,2
2036	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	14	14	4	3,4	9,7	37,4
2037	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	14	14	4	3,1	9,6	36,6
2038	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	14	14	4	2,9	9,5	35,9
2039	0	0	0	0	0	19	47,79	1	0	13	13	4	2,8	9,9	35,2
2040	0	0	0	0	0	19	47,79	2	0	11	11	4	3,0	11,1	34,6
2041	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	11	11	4	2,7	11,0	34,0
2042	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	11	11	4	2,5	11,0	33,5
2043	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	11	11	4	2,4	10,9	32,9
2044	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	11	11	4	2,2	10,8	32,0
2045	0	0	0	0	0	19	47,79	1	0	10	10	4	2,2	11,7	31,1
2046	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	10	10	4	2,0	11,5	30,2
2047	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	10	10	4	1,9	11,2	29,4

2048	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	10	10	4	1,7	11,0	28,5
2049	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	10	10	4	1,6	10,7	27,7
2050	0	0	0	0	0	19	47,79	2	0	10	10	4	1,5	10,5	24,5
2051	0	0	0	0	0	19	47,79	3	0	7	7	3	1,7	13,3	31,8
2052	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	7	7	3	1,6	13,0	30,9
2053	0	0	0	0	0	19	47,79	1	0	6	6	3	1,5	12,7	30,0
2054	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	6	6	3	1,4	12,4	29,2
2055	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	6	6	3	1,3	12,1	28,3
2056	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	6	6	3	1,2	11,8	25,4
2057	0	0	0	0	0	19	47,79	1	0	5	5	2	1,0	10,6	36,6
2058	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	5	5	2	1,0	10,2	35,0
2059	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	5	5	2	0,9	9,8	33,5
2060	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	5	5	2	0,8	9,4	31,9
2061	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	5	5	2	0,7	9,0	30,3
2062	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	5	5	2	0,7	8,6	28,8
2063	0	0	0	0	0	19	47,79	0	0	5	5	2	0,6	8,1	27,2

Таблица 4.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добычи нефти тыс.т	Отбор извлеч. Запасов %	Коэфф. нефтеизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	18,3	3,6	3,6	22,6	4,4	0,014	21,6	0,0	36,7	0,0	15,2	0,0	0,0	0,0	1,2	1,4
2024	23,2	4,6	4,8	45,9	9,0	0,029	27,3	4,1	63,9	4,1	14,9	0,0	0,0	0,0	1,6	3,0
2025	33,6	6,6	7,2	79,5	15,6	0,050	41,0	4,2	104,9	8,3	18,0	0,0	0,0	0,0	2,9	5,9
2026	36,7	7,2	8,5	116,2	22,8	0,073	47,3	6,1	152,2	14,3	22,5	0,0	0,0	0,0	3,3	9,2
2027	33,9	6,6	8,6	150,1	29,4	0,094	48,4	7,0	200,7	21,3	30,0	9,5	9,5	14,3	3,0	12,2
2028	32,1	6,3	8,9	182,2	35,7	0,114	49,0	5,7	249,6	27,0	34,4	28,6	38,1	43,5	2,8	15,0
2029	30,3	5,9	9,2	212,5	41,6	0,133	49,3	19,1	298,9	46,2	38,6	43,7	81,8	67,0	2,7	17,6
2030	27,4	5,4	9,2	239,8	47,0	0,150	48,9	18,5	347,8	64,6	44,0	58,1	139,8	91,8	2,4	20,0

2031	24,8	4,9	9,2	264,6	51,9	0,166	48,4	24,5	396,2	89,2	48,8	60,6	200,4	98,7	2,2	22,2
2032	22,5	4,4	9,2	287,1	56,3	0,180	48,0	24,0	444,2	113,1	53,1	58,8	259,3	98,4	2,0	24,2
2033	20,5	4,0	9,2	307,6	60,3	0,193	47,5	23,4	491,7	136,6	56,9	57,2	316,5	98,2	1,8	26,0
2034	18,5	3,6	9,1	326,1	63,9	0,204	44,4	20,3	536,1	156,8	58,3	55,7	372,2	102,9	1,6	27,6
2035	16,9	3,3	9,2	343,0	67,2	0,215	44,0	19,8	580,0	176,6	61,6	54,3	426,5	102,8	1,5	29,2
2036	15,5	3,0	9,3	358,5	70,3	0,225	43,6	19,3	623,6	195,9	64,5	53,0	479,5	102,6	1,4	30,5
2037	14,2	2,8	9,4	372,7	73,1	0,234	43,2	18,9	666,8	214,8	67,2	51,9	531,4	102,5	1,3	31,8
2038	13,0	2,6	9,5	385,7	75,6	0,242	42,8	18,5	709,5	233,3	69,6	50,8	582,2	102,4	1,2	33,0
2039	11,8	2,3	9,5	397,5	77,9	0,249	41,4	17,0	750,9	250,3	71,5	49,8	632,0	97,0	1,1	34,1
2040	10,5	2,1	9,3	408,0	80,0	0,256	39,3	15,8	790,2	266,1	73,3	48,8	680,8	97,0	0,9	34,9
2041	9,7	1,9	9,5	417,7	81,9	0,262	39,1	15,5	829,3	281,6	75,2	48,0	728,8	97,0	0,8	35,8
2042	9,0	1,8	9,7	426,7	83,6	0,267	38,9	15,2	868,2	296,8	76,9	47,2	775,9	97,0	0,8	36,5
2043	8,3	1,6	10,0	435,0	85,3	0,273	38,6	14,9	906,8	311,7	78,4	46,4	822,3	97,0	0,7	37,3
2044	7,7	1,5	10,3	442,7	86,8	0,278	38,4	14,6	945,2	326,3	79,8	45,7	868,0	97,0	0,7	37,9
2045	7,1	1,4	10,6	449,9	88,2	0,282	37,7	17,9	982,9	344,2	81,1	44,4	912,4	97,0	0,6	38,6
2046	6,6	1,3	10,9	456,4	89,5	0,286	36,9	17,3	1019,8	361,5	82,3	43,2	955,6	97,0	0,6	39,2
2047	6,0	1,2	11,2	462,4	90,7	0,290	36,2	16,8	1056,0	378,3	83,3	41,9	997,5	97,0	0,5	39,7
2048	5,6	1,1	11,7	468,0	91,7	0,293	35,4	16,2	1091,4	394,5	84,3	40,7	1038,2	97,0	0,5	40,2
2049	5,1	1,0	12,2	473,1	92,8	0,297	34,6	15,7	1126,0	410,2	85,2	39,5	1077,8	97,0	0,5	40,7
2050	4,7	0,9	12,8	477,9	93,7	0,300	33,8	15,2	1159,8	425,3	86,0	38,4	1116,2	97,0	0,4	41,1
2051	3,8	0,7	11,8	481,7	94,4	0,302	30,0	13,7	1189,7	439,0	87,3	34,0	1150,2	97,0	0,4	41,5
2052	3,5	0,7	12,5	485,2	95,1	0,304	29,3	13,2	1219,0	452,2	87,9	33,1	1183,3	97,0	0,4	41,9
2053	3,3	0,6	13,3	488,5	95,8	0,306	28,6	12,8	1247,7	465,0	88,5	32,2	1215,5	97,0	0,3	42,2
2054	3,1	0,6	14,3	491,6	96,4	0,308	28,0	12,4	1275,6	477,3	89,0	31,3	1246,7	97,0	0,3	42,5
2055	2,9	0,6	15,5	494,5	96,9	0,310	27,3	11,9	1302,9	489,3	89,5	30,3	1277,1	97,0	0,3	42,8
2056	2,7	0,5	17,1	497,2	97,5	0,312	26,5	11,5	1329,4	500,7	89,9	29,4	1306,5	97,0	0,3	43,1
2057	2,3	0,5	17,9	499,5	97,9	0,313	23,9	7,2	1353,3	507,9	90,3	26,5	1332,9	97,0	0,3	43,4
2058	2,1	0,4	20,2	501,6	98,3	0,315	23,0	6,9	1376,3	514,8	90,7	25,4	1358,3	97,0	0,2	43,6
2059	2,0	0,4	23,4	503,6	98,7	0,316	22,1	6,7	1398,3	521,5	91,0	24,3	1382,6	97,0	0,2	43,8

2060	1,8	0,4	28,1	505,4	99,1	0,317	21,1	6,4	1419,5	527,9	91,3	23,2	1405,8	97,0	0,2	44,0
2061	1,7	0,3	36,1	507,1	99,4	0,318	20,2	6,1	1439,7	534,0	91,6	22,1	1427,9	97,0	0,2	44,2
2062	1,6	0,3	52,1	508,7	99,7	0,319	19,3	5,9	1459,0	539,9	91,9	21,0	1448,9	97,0	0,2	44,4
2063	1,4	0,3	100,0	510,1	100,0	0,320	18,3	5,6	1477,3	545,5	92,2	19,9	1468,9	97,0	0,2	44,6

Таблица 4.3 - Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	1	0	1	1,7	0	0	1	0	0	2,0	3,8	0,0
2024	0	0	0	0	0	1	1,7	0	0	1	1	0	1,1	3,1	0,0
2025	0	0	0	0	0	1	1,7	0	0	1	1	0	0,9	3,4	0,0
2026	0	0	0	0	0	1	1,7	0	0	1	1	0	0,6	3,6	0,0
2027	0	0	0	0	0	1	1,7	0	0	1	1	0	0,5	3,7	0,0

Таблица 4.4 - Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор извлеч. Запасов	Коэфф. нефтеизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Комп. нс. отбора закачки, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.		годовая	накопл.
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м3	тыс.м3		млн.м3	млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0,644	26,5	39,1	1,4	58,8	0,205	1,2	0,0	7,6	0,0	47,09	0,0	0,0	0,0	0,031	0,086
2024	0,365	15,0	36,4	1,8	73,8	0,257	1,0	1,0	8,6	1,0	63,84	0,0	0,0	0,0	0,018	0,104
2025	0,275	11,3	43,1	2,1	85,1	0,296	1,1	1,1	9,7	2,1	75,13	0,0	0,0	0,0	0,013	0,117
2026	0,207	8,5	57,0	2,3	93,6	0,325	1,2	1,2	10,9	3,3	82,29	0,0	0,0	0,0	0,010	0,127
2027	0,156	6,4	100,0	2,4	100,0	0,348	1,2	1,2	12,1	4,5	87,1	0,0	0,0	0,0	0,007	0,134

Таблица 4.5 - Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с	Выбытие скважин	Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд водо-нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину	Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур									

оды							нач.разр.	всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	тыс.м	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	2	0	2	3,5	0	0	2	0	0	10,0	10,6	0,0
2024	1	1	0	0	0	3	5,3	0	0	3	0	0	9,2	9,9	0,0
2025	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	3	0	0	7,4	8,2	0,0
2026	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	3	0	0	6,2	7,3	0,0
2027	0	0	0	0	1	3	5,3	1	0	2	0	1	9,0	12,1	9,5
2028	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	0	1	8,8	12,9	16,4
2029	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	7,8	12,3	23,1
2030	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	6,9	11,8	28,9
2031	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	6,1	11,2	27,2
2032	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	5,5	10,7	25,5
2033	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	4,8	10,2	24,0
2034	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	4,3	9,8	22,5
2035	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	3,8	9,3	21,2
2036	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	3,4	8,9	20,0
2037	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	3,0	8,5	18,8
2038	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	2,7	8,1	17,7
2039	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	2,4	7,7	16,7
2040	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	2,1	7,3	15,7
2041	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	1,9	7,0	14,8
2042	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	1,7	6,6	14,0
2043	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	1,5	6,3	13,2
2044	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	2	2	1	1,3	6,0	12,5
2045	0	0	0	0	0	3	5,3	1	0	1	1	1	2,3	11,4	11,8
2046	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	2,1	10,8	11,1
2047	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	1,9	10,3	10,5
2048	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	1,6	9,8	9,9
2049	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	1,5	9,3	9,4

2050	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	1,3	8,8	8,8
2051	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	1,2	8,4	8,4
2052	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	1,0	8,0	7,9
2053	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	0,9	7,6	7,5
2054	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	0,8	7,2	7,1
2055	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	0,7	6,8	6,7
2056	0	0	0	0	0	3	5,3	0	0	1	1	1	0,6	6,4	6,3

Таблица 4.6 - Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. Запасов %	Коефф. нефтеизвлеч., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.		годов. ая млн.м3	накопл. млн.м3
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м3	тыс.м3		3	млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	6,440	7,8	7,9	7,6	9,2	0,031	6,8	0,0	8,0	0,0	5,21	0,0	0,0	0,0	0,067	0,171
2024	7,564	9,1	10,0	15,2	18,3	0,061	8,2	0,0	16,1	0,0	7,20	0,0	0,0	0,0	0,079	0,250
2025	7,175	8,6	10,6	22,3	26,9	0,090	8,0	0,0	24,1	0,0	9,90	0,0	0,0	0,0	0,075	0,325
2026	6,008	7,2	9,9	28,3	34,1	0,114	7,0	0,0	31,1	0,0	14,45	0,0	0,0	0,0	0,063	0,388
2027	5,787	7,0	10,6	34,1	41,1	0,138	7,8	0,0	38,9	0,0	25,7	3,3	3,3	30,0	0,061	0,449
2028	5,64	6,8	11,5	39,8	47,9	0,160	8,3	0,0	47,2	0,0	32,0	5,7	9,0	50,0	0,059	0,508
2029	5,0	6,0	11,6	44,8	53,9	0,181	7,9	7,9	55,1	7,9	36,8	8,0	17,0	75,0	0,052	0,560
2030	4,5	5,4	11,6	49,2	59,3	0,199	7,6	7,6	62,7	15,5	41,2	10,0	27,0	100,0	0,047	0,607
2031	4,0	4,8	11,7	53,2	64,1	0,215	7,2	7,2	69,9	22,8	45,4	9,4	36,5	100,0	0,041	0,648
2032	3,5	4,2	11,8	56,7	68,3	0,229	6,9	6,9	76,8	29,7	49,2	8,8	45,3	100,0	0,037	0,685
2033	3,1	3,8	11,9	59,8	72,0	0,241	6,6	6,6	83,4	36,3	52,7	8,3	53,6	100,0	0,033	0,718
2034	2,8	3,3	11,9	62,6	75,4	0,252	6,3	6,3	89,7	42,6	55,9	7,8	61,4	100,0	0,029	0,747
2035	2,5	3,0	12,1	65,1	78,3	0,262	6,0	6,0	95,7	48,5	58,9	7,4	68,8	100,0	0,026	0,773
2036	2,2	2,6	12,2	67,3	81,0	0,271	5,7	5,7	101,4	54,3	61,7	6,9	75,7	100,0	0,023	0,795
2037	1,9	2,3	12,3	69,2	83,3	0,279	5,4	5,4	106,9	59,7	64,3	6,5	82,2	100,0	0,020	0,816
2038	1,7	2,1	12,5	70,9	85,4	0,286	5,2	5,2	112,1	64,9	66,7	6,1	88,4	100,0	0,018	0,834

2039	1,5	1,8	12,7	72,5	87,3	0,292	4,9	4,9	117,0	69,8	68,9	5,8	94,2	100,0	0,016	0,850
2040	1,4	1,6	12,9	73,8	88,9	0,298	4,7	4,7	121,7	74,5	71,0	5,5	99,6	100,0	0,014	0,864
2041	1,2	1,5	13,1	75,0	90,4	0,303	4,5	4,5	126,2	79,0	72,9	5,1	104,7	100,0	0,013	0,877
2042	1,1	1,3	13,4	76,1	91,7	0,307	4,3	4,3	130,5	83,3	74,7	4,8	109,6	100,0	0,011	0,888
2043	1,0	1,2	13,8	77,1	92,8	0,311	4,0	4,0	134,5	87,3	76,4	4,6	114,2	100,0	0,010	0,898
2044	0,8	1,0	14,2	77,9	93,8	0,314	3,9	3,9	138,4	91,2	77,9	4,3	118,5	100,0	0,009	0,907
2045	0,8	0,9	14,7	78,7	94,7	0,317	3,7	7,3	142,0	98,5	79,4	4,1	122,6	100,0	0,008	0,915
2046	0,7	0,8	15,3	79,4	95,5	0,320	3,5	7,0	145,5	105,5	80,7	3,9	126,4	100,0	0,007	0,922
2047	0,6	0,7	16,1	80,0	96,3	0,322	3,3	6,6	148,8	112,1	82,0	3,6	130,1	100,0	0,006	0,928
2048	0,5	0,6	17,0	80,5	96,9	0,325	3,1	6,3	152,0	118,4	83,2	3,4	133,5	100,0	0,006	0,934
2049	0,5	0,6	18,2	81,0	97,5	0,326	3,0	6,0	154,9	124,3	84,3	3,2	136,7	100,0	0,005	0,939
2050	0,4	0,5	19,8	81,4	98,0	0,328	2,8	5,7	157,8	130,0	85,3	3,1	139,8	100,0	0,004	0,943
2051	0,4	0,4	22,0	81,7	98,4	0,330	2,7	5,4	160,5	135,4	86,2	2,9	142,7	100,0	0,004	0,947
2052	0,3	0,4	25,0	82,1	98,8	0,331	2,6	5,1	163,0	140,5	87,1	2,7	145,5	100,0	0,003	0,950
2053	0,3	0,4	29,7	82,4	99,2	0,332	2,4	4,9	165,5	145,4	88,0	2,6	148,0	100,0	0,003	0,954
2054	0,3	0,3	37,5	82,6	99,5	0,333	2,3	4,6	167,8	150,0	88,7	2,5	150,5	100,0	0,003	0,956
2055	0,2	0,3	53,2	82,9	99,8	0,334	2,2	4,4	170,0	154,4	89,5	2,3	152,8	100,0	0,002	0,959
2056	0,2	0,2	100,0	83,1	100,0	0,335	2,1	4,1	172,0	158,5	90,1	2,2	155,0	100,0	0,002	0,961

Таблица 4.7 - Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	1	0	1	1,9	0	0	1	0	0	2,3	2,6	0
2024	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	0	0	2,2	2,7	0
2025	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	0	0	2,0	2,9	0
2026	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	0	0	1,8	3,2	0
2027	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,7	3,4	0
2028	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,6	3,6	0

2029	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,4	3,7	0
2030	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,3	3,8	0
2031	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,2	3,9	0
2032	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,1	4,0	0
2033	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,1	4,0	0
2034	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	1,0	4,1	0
2035	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	0,9	4,1	0
2036	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	0,8	4,1	0
2037	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	0,8	4,1	0
2038	0	0	0	0	0	1	1,9	0	0	1	1	0	0,7	4,1	0

Таблица 4.8 - Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор извлеч. Запасов	Кэфф. нефтеизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачки, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.		годовая	накопл.
		%	%		%		тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м3	тыс.м3		млн.м3	млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0,741	11,1	11,1	0,7	11,1	0,015	0,8	0,0	0,9	0,0	12,23	0	0	0	0,041	0,042
2024	0,686	10,2	11,5	1,4	21,3	0,029	0,9	0,0	1,7	0,0	21,37	0	0	0	0,038	0,080
2025	0,628	9,4	11,9	2,1	30,7	0,042	0,9	0,0	2,6	0,0	31,99	0	0	0	0,035	0,115
2026	0,575	8,6	12,4	2,6	39,3	0,054	1,0	0,0	3,6	0,0	40,43	0	0	0	0,032	0,147
2027	0,527	7,9	13,0	3,2	47,1	0,064	1,0	1,0	4,6	1,0	47,3	0	0	0	0,030	0,177
2028	0,483	7,2	13,6	3,6	54,3	0,074	1,0	1,0	5,6	2,0	53,0	0,0	0,0	0	0,027	0,204
2029	0,4	6,6	14,5	4,1	60,9	0,083	1,0	1,0	6,7	3,1	57,7	0,0	0,0	0	0,025	0,229
2030	0,4	6,0	15,5	4,5	67,0	0,092	1,1	1,1	7,7	4,1	61,8	0,0	0,0	0	0,023	0,251
2031	0,4	5,5	16,8	4,9	72,5	0,099	1,1	1,1	8,8	5,2	65,3	0,0	0,0	0	0,021	0,272
2032	0,3	5,1	18,5	5,2	77,6	0,106	1,1	1,1	9,9	6,3	68,3	0,0	0,0	0	0,019	0,291
2033	0,3	4,6	20,8	5,5	82,2	0,112	1,1	1,1	11,0	7,3	71,0	0,0	0,0	0	0,017	0,309
2034	0,3	4,3	24,0	5,8	86,5	0,118	1,1	1,1	12,0	8,4	73,3	0,0	0,0	0	0,016	0,325
2035	0,3	3,9	28,9	6,1	90,4	0,124	1,1	1,1	13,1	9,5	75,4	0,0	0,0	0	0,015	0,339

2036	0,2	3,6	37,3	6,3	94,0	0,129	1,1	1,1	14,1	10,5	77,3	0,0	0,0	0	0,013	0,353
2037	0,2	3,3	54,4	6,5	97,3	0,133	1,0	1,0	15,2	11,6	78,9	0,0	0,0	0	0,012	0,365
2038	0,2	3,0	100,0	6,7	100,0	0,137	1,0	1,0	16,2	12,6	80,4	0,0	0,0	0	0,011	0,376

Таблица 4.9 - Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.				тыс.м	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	1	0	1	1,93	0	0	1	0	0	9,00	10,01	0
2024	1	1	0	0	0	2	3,86	0	0	2	0	0	8,77	9,55	0
2025	1	1	0	0	0	3	5,79	0	0	3	0	0	8,37	9,15	0
2026	1	1	0	0	0	4	7,72	0	0	4	0	0	7,32	8,02	0,0
2027	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	4	0	0	6,22	7,11	0,0
2028	0	0	0	0	1	4	7,72	1	0	3	0	1	7,66	9,63	17,7
2029	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	0	1	7,2	9,7	26,4
2030	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	0	1	6,4	9,3	33,1
2031	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	5,7	8,8	31,1
2032	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	5,1	8,4	29,2
2033	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	4,6	8,0	27,4
2034	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	4,1	7,6	25,7
2035	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	3,6	7,2	24,2
2036	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	3,2	6,9	22,8
2037	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	2,9	6,5	21,4
2038	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	2,6	6,2	20,1
2039	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	2,3	5,9	19,0
2040	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	2,1	5,6	17,8
2041	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	1,8	5,3	16,8
2042	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	1,6	5,0	15,8

2043	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	1,5	4,8	14,9
2044	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	1,3	4,5	14,0
2045	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	1,2	4,3	13,2
2046	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	1,0	4,1	12,5
2047	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	0,9	3,8	11,8
2048	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	0,8	3,6	11,1
2049	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	0,7	3,5	10,5
2050	0	0	0	0	0	4	7,72	0	0	3	3	1	0,7	3,3	9,9

Таблица 4.10 - Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. Запасов %	Коефф. нефтеизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	2,90	3,0	3,0	3,7	3,7	0,013	3,2	0,0	4,0	0,0	10,09	0,0	0,0	0,0	0,077	0,131
2024	4,42	4,5	4,7	8,1	8,2	0,028	4,8	0,0	8,8	0,0	8,20	0,0	0,0	0,0	0,118	0,249
2025	6,92	7,0	7,7	15,0	15,3	0,052	7,6	0,0	16,4	0,0	8,52	0,0	0,0	0,0	0,184	0,433
2026	8,41	8,6	10,1	23,4	23,9	0,082	9,2	0,0	25,6	0,0	8,71	0,0	0,0	0,0	0,224	0,657
2027	8,01	8,2	10,7	31,4	32,0	0,110	9,2	0,0	34,7	0,0	12,5	0,0	0,0	0,0	0,213	0,871
2028	7,40	7,5	11,1	38,8	39,5	0,135	9,3	0,0	44,0	0,0	20,4	6,2	6,2	50,0	0,197	1,068
2029	6,95	7,1	11,7	45,8	46,6	0,160	9,4	0,0	53,4	0,0	26,1	9	15	75	0,185	1,253
2030	6,20	6,3	11,8	52,0	52,9	0,181	9,0	0,0	62,4	0,0	30,7	11	27	100	0,165	1,418
2031	5,54	5,6	12,0	57,5	58,6	0,200	8,5	2,8	70,9	2,8	35,0	11	38	100	0,148	1,566
2032	4,94	5,0	12,2	62,5	63,6	0,218	8,1	2,7	79,0	5,5	39,1	10	48	100	0,132	1,697
2033	4,41	4,5	12,3	66,9	68,1	0,233	7,7	2,6	86,7	8,1	42,8	9	57	100	0,117	1,815
2034	3,94	4,0	12,6	70,8	72,1	0,247	7,3	2,4	94,1	10,6	46,3	9	66	100	0,105	1,920
2035	3,51	3,6	12,8	74,3	75,7	0,259	7,0	2,3	101,0	12,9	49,6	8	74	100	0,094	2,013
2036	3,13	3,2	13,1	77,5	78,9	0,270	6,6	2,2	107,7	15,1	52,7	8	82	100	0,084	2,097
2037	2,80	2,85	13,50	80,3	81,7	0,280	6,3	2,1	113,9	17,2	55,5	7	90	100	0,075	2,171

2038	2,50	2,54	13,93	82,7	84,3	0,288	6,0	2,0	119,9	19,2	58,2	7	97	100	0,067	2,238
2039	2,23	2,27	14,44	85,0	86,6	0,296	5,7	1,9	125,6	21,1	60,7	7	103	100	0,059	2,297
2040	1,99	2,03	15,06	87,0	88,6	0,303	5,4	1,8	131,0	22,9	63,0	6	110	100	0,053	2,350
2041	1,77	1,81	15,83	88,7	90,4	0,309	5,1	1,7	136,1	24,6	65,2	6	115	100	0,047	2,397
2042	1,58	1,61	16,78	90,3	92,0	0,315	4,8	1,6	140,9	26,2	67,3	5	121	100	0,042	2,440
2043	1,41	1,44	18,00	91,7	93,4	0,320	4,6	1,5	145,5	27,7	69,2	5	126	100	0,038	2,477
2044	1,26	1,29	19,59	93,0	94,7	0,324	4,4	1,5	149,9	29,2	71,1	5	131	100	0,034	2,511
2045	1,13	1,15	21,74	94,1	95,9	0,328	4,1	1,4	154,0	30,5	72,8	5	135	100	0,030	2,541
2046	1,00	1,02	24,79	95,1	96,9	0,331	3,9	1,3	157,9	31,8	74,4	4	140	100	0,027	2,568
2047	0,90	0,91	29,41	96,0	97,8	0,335	3,7	1,2	161,6	33,1	75,9	4	144	100	0,024	2,592
2048	0,80	0,82	37,19	96,8	98,6	0,337	3,5	1,2	165,2	34,3	77,3	4	148	100	0,021	2,613
2049	0,71	0,73	52,84	97,5	99,4	0,340	3,3	1,1	168,5	35,4	78,6	4	151	100	0,019	2,632
2050	0,64	0,65	100,00	98,2	100,0	0,342	3,2	1,1	171,7	36,4	79,8	3	155	100	0,017	2,649

Таблица 4.11 -Характеристика основного фонда скважин по V эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	1	0	1	2,05	0	0	1	0	0	10,00	14,27	0
2024	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	6,18	9,63	0
2025	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	4,70	9,48	0
2026	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	3,58	9,34	0
2027	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	2,73	9,20	0
2028	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	2,07	9,06	0
2029	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	1,6	8,9	0
2030	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	1,2	8,8	0
2031	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	0,9	8,7	0
2032	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	0,7	8,5	0

2033	0	0	0	0	0	1	2,05	0	0	1	1	0	0,5	8,4	0
------	---	---	---	---	---	---	------	---	---	---	---	---	-----	-----	---

Таблица 4.12-Характеристика основных показателей разработки по V эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор извлеч. Запасов	Коэфф. нефтеизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачки, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.		годовая	накопл.
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м3	тыс.м3		млн.м3	млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	3,22	28,2	29,1	3,6	31,3	0,062	4,6	0,0	8,6	0,0	29,94	0,0	0,0	0,0	0,086	0,086
2024	1,99	17,5	25,4	5,6	48,8	0,096	3,1	3,1	11,7	3,1	35,81	0,0	0,0	0,0	0,053	0,139
2025	1,51	13,3	25,9	7,1	62,1	0,122	3,1	3,1	14,8	6,2	50,39	0,0	0,0	0,0	0,040	0,179
2026	1,15	10,1	26,7	8,2	72,2	0,142	3,0	3,0	17,8	9,2	61,66	0,0	0,0	0,0	0,031	0,210
2027	0,88	7,7	27,7	9,1	79,9	0,157	3,0	3,0	20,7	12,1	70,4	0,0	0,0	0,0	0,023	0,233
2028	0,67	5,9	29,1	9,8	85,7	0,169	2,9	2,9	23,7	15,0	77,1	0,0	0,0	0,0	0,018	0,251
2029	0,51	4,5	31,3	10,3	90,2	0,177	2,9	2,9	26,5	17,9	82,3	0	0	0	0,014	0,265
2030	0,39	3,4	34,7	10,7	93,6	0,184	2,8	2,8	29,4	20,7	86,3	0	0	0	0,010	0,275
2031	0,29	2,6	40,4	11,0	96,2	0,189	2,8	2,8	32,1	23,5	89,4	0	0	0	0,008	0,283
2032	0,22	2,0	51,6	11,2	98,2	0,193	2,7	2,7	34,9	26,3	91,8	0	0	0	0,006	0,289
2033	0,17	1,5	100,0	11,4	100,0	0,196	2,7	2,7	37,6	29,0	93,7	0	0	0	0,005	0,293

Таблица 4.13 -Характеристика основного фонда скважин по VI эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	1	0	0	1	0	1	3,05	0	0	1	0	0	6,50	7,18	0
2024	0	0	0	0	0	1	3,05	0	0	1	0	0	5,46	6,45	0
2025	1	1	0	0	0	2	6,1	0	0	2	0	0	5,37	6,67	0
2026	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	4,63	5,88	0
2027	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	3,99	5,69	0
2028	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	3,43	5,49	0
2029	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	2,9	5,3	0

2030	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	2,5	5,0	0
2031	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	2,2	4,8	0
2032	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	1,9	4,5	0
2033	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	1,6	4,2	0
2034	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	1,4	4,0	0
2035	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	1,2	3,7	0
2036	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	1,0	3,5	0
2037	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	0,9	3,2	0
2038	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	0,8	3,0	0
2039	0	0	0	0	0	2	6,1	0	0	2	2	0	0,7	2,8	0

Таблица 4.14 -Характеристика основных показателей разработки по VI эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. Запасов %	Коэфф. нефтеизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Комп. энс. отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.		годовая	накопл.
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м3	тыс.м3		млн.м3	млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	2,09	8,1	8,3	2,5	9,8	0,031	2,3	0,0	4,1	0,0	9,44	0,0	0,0	0,0	0,616	0,616
2024	1,76	6,8	7,6	4,3	16,6	0,053	2,1	0,0	6,1	0,0	15,30	0,0	0,0	0,0	0,517	1,133
2025	2,71	10,5	12,6	7,0	27,1	0,086	3,4	0,0	9,5	0,0	19,46	0,0	0,0	0,0	0,797	1,930
2026	2,98	11,6	15,9	10,0	38,7	0,123	3,8	1,9	13,3	1,9	21,15	0,0	0,0	0,0	0,878	2,808
2027	2,57	10,0	16,3	12,5	48,7	0,155	3,7	1,8	17,0	3,7	29,9	0,0	0,0	0,0	0,755	3,563
2028	2,21	8,6	16,7	14,7	57,3	0,182	3,5	1,8	20,5	5,5	37,6	0,0	0,0	0,0	0,649	4,213
2029	1,90	7,4	17,3	16,6	64,7	0,205	3,4	1,7	23,9	7,2	44,1	0	0	0	0,559	4,771
2030	1,63	6,3	18,0	18,3	71,0	0,225	3,2	1,6	27,1	8,8	49,5	0	0	0	0,480	5,252
2031	1,40	5,5	18,8	19,7	76,5	0,243	3,1	1,5	30,2	10,3	54,2	0	0	0	0,413	5,665
2032	1,21	4,7	20,0	20,9	81,2	0,258	2,9	1,4	33,1	11,8	58,3	0	0	0	0,355	6,020
2033	1,04	4,0	21,5	21,9	85,2	0,271	2,7	1,4	35,8	13,2	61,9	0	0	0	0,306	6,326
2034	0,89	3,5	23,5	22,8	88,7	0,282	2,6	1,3	38,4	14,4	65,1	0	0	0	0,263	6,589
2035	0,77	3,0	26,4	23,6	91,7	0,291	2,4	1,2	40,8	15,6	68,0	0	0	0	0,226	6,815

2036	0,66	2,6	30,9	24,2	94,3	0,299	2,2	1,1	43,0	16,8	70,5	0	0	0	0,195	7,010
2037	0,57	2,21	38,46	24,8	96,5	0,306	2,1	1,0	45,1	17,8	72,8	0	0	0	0,167	7,177
2038	0,49	1,90	53,76	25,3	98,4	0,312	1,9	1,0	47,1	18,8	74,9	0	0	0	0,144	7,321
2039	0,42	1,64	100,00	25,7	100,0	0,317	1,8	0,9	48,9	19,7	76,8	0	0	0	0,124	7,445

Таблица 4.15 - Характеристика основного фонда скважин по VII эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	1	0	1	3,3	0	0	1	0	0	1,00	1,15	0,0
2024	1	1	0	0	0	2	6,6	0	0	2	0	0	3,18	3,56	0,0
2025	2	2	0	0	0	4	13,2	0	0	4	0	0	5,07	6,00	0,0
2026	1	1	0	0	0	5	16,5	0	0	5	0	0	5,48	6,97	0,0
2027	0	0	0	0	1	5	16,5	1	0	4	0	1	6,38	8,78	17,8
2028	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	0	1	6,30	9,84	31,4
2029	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	0	1	6,2	10,5	48,5
2030	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	0	1	5,9	11,2	66,3
2031	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	5,7	11,9	67,9
2032	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	5,5	12,5	69,3
2033	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	5,3	13,1	70,7
2034	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	5,1	13,7	71,9
2035	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	4,9	14,2	73,2
2036	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	4,7	14,7	74,3
2037	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	4,5	15,2	75,4
2038	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	4,4	15,7	76,3
2039	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	4,2	16,1	77,3
2040	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	4,0	16,5	78,2
2041	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	3,9	16,9	79,0
2042	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	3,7	17,3	79,7
2043	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	3,6	17,6	80,4
2044	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	3,4	18,0	81,1

2045	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	3,2	17,9	79,9
2046	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	3,1	17,8	78,7
2047	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	2,9	17,6	77,4
2048	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	2,7	17,4	76,0
2049	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	2,6	17,2	74,5
2050	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	2,4	17,0	73,1
2051	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	2,3	16,7	71,5
2052	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	2,2	16,4	69,9
2053	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	2,0	16,1	68,3
2054	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,9	15,8	66,7
2055	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,8	15,5	65,0
2056	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,7	15,1	63,3
2057	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,6	14,8	61,6
2058	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,5	14,2	58,9
2059	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,4	13,6	56,2
2060	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,3	13,0	53,5
2061	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,2	12,3	50,8
2062	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,1	11,7	48,1
2063	0	0	0	0	0	5	16,5	0	0	4	4	1	1,0	11,1	45,4

Таблица 4.16 - Характеристика основных показателей разработки по VII эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. Запасов %	Коэфф. нефтеизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0,32	0,2	0,2	0,4	0,2	0,001	0,4	0,0	0,5	0,0	12,69	0,0	0,0	0,0	0,035	0,036
2024	1,60	0,9	0,9	2,0	1,1	0,004	1,8	0,0	2,3	0,0	10,59	0,0	0,0	0,0	0,177	0,212
2025	5,12	2,9	2,9	7,1	4,0	0,013	6,1	0,0	8,3	0,0	15,44	0,0	0,0	0,0	0,564	0,776
2026	8,06	4,6	4,7	15,2	8,6	0,028	10,2	0,0	18,6	0,0	21,30	0,0	0,0	0,0	0,888	1,664
2027	8,22	4,6	5,1	23,4	13,2	0,043	11,3	0,0	29,9	0,0	27,3	6,2	6,2	30,0	0,905	2,569
2028	8,11	4,6	5,3	31,5	17,8	0,058	12,7	0,0	42,5	0,0	36,0	10,9	17,0	50,0	0,893	3,462

2029	7,95	4,5	5,5	39,5	22,3	0,073	13,5	0,0	56,0	0,0	41,1	17	34	75	0,876	4,338
2030	7,65	4,3	5,6	47,1	26,6	0,087	14,4	0,0	70,5	0,0	46,9	23	57	100	0,842	5,181
2031	7,36	4,2	5,7	54,5	30,8	0,100	15,3	3,8	85,7	3,8	51,8	24	80	100	0,810	5,991
2032	7,08	4,0	5,8	61,6	34,8	0,113	16,1	4,0	101,8	7,8	56,0	24	104	100	0,780	6,770
2033	6,81	3,8	5,9	68,4	38,6	0,126	16,9	4,2	118,7	12,1	59,6	25	129	100	0,750	7,520
2034	6,55	3,7	6,0	74,9	42,3	0,138	17,6	4,4	136,3	16,5	62,8	25	154	100	0,721	8,242
2035	6,30	3,6	6,2	81,2	45,9	0,149	18,3	4,6	154,6	21,0	65,6	25	179	100	0,694	8,935
2036	6,06	3,4	6,3	87,3	49,3	0,160	19,0	4,7	173,5	25,8	68,0	26	205	100	0,667	9,603
2037	5,83	3,29	6,50	93,1	52,6	0,171	19,6	4,9	193,1	30,7	70,2	26	231	100	0,642	10,245
2038	5,61	3,17	6,69	98,7	55,8	0,181	20,2	5,0	213,3	35,7	72,2	26	258	100	0,618	10,862
2039	5,39	3,05	6,89	104,1	58,8	0,191	20,7	5,2	234,0	40,9	74,0	27	284	100	0,594	11,456
2040	5,19	2,93	7,12	109,3	61,8	0,201	21,3	5,3	255,3	46,2	75,6	27	311	100	0,571	12,028
2041	4,99	2,82	7,38	114,3	64,6	0,210	21,8	5,4	277,1	51,7	77,1	27	339	100	0,550	12,577
2042	4,80	2,71	7,66	119,1	67,3	0,219	22,3	5,6	299,4	57,2	78,4	28	367	100	0,529	13,106
2043	4,62	2,61	7,98	123,7	69,9	0,227	22,7	5,7	322,1	62,9	79,7	28	394	100	0,509	13,614
2044	4,44	2,51	8,34	128,1	72,4	0,236	23,1	5,8	345,2	68,7	80,8	28	423	100	0,489	14,104
2045	4,18	2,36	8,57	132,3	74,8	0,243	23,0	5,8	368,2	74,4	81,8	28	450	100	0,461	14,564
2046	3,94	2,23	8,83	136,3	77,0	0,250	22,9	5,7	391,1	80,1	82,8	27	478	100	0,434	14,998
2047	3,71	2,10	9,13	140,0	79,1	0,257	22,7	5,7	413,7	85,8	83,6	27	504	100	0,409	15,407
2048	3,50	1,98	9,47	143,5	81,1	0,264	22,4	5,6	436,1	91,4	84,4	26	531	100	0,385	15,793
2049	3,30	1,87	9,86	146,8	83,0	0,270	22,1	5,5	458,3	97,0	85,1	26	557	100	0,363	16,156
2050	3,11	1,76	10,32	149,9	84,7	0,276	21,8	5,5	480,1	102,4	85,7	25	582	100	0,343	16,499
2051	2,94	1,66	10,85	152,8	86,4	0,281	21,5	5,4	501,6	107,8	86,3	25	607	100	0,323	16,822
2052	2,77	1,57	11,49	155,6	87,9	0,286	21,1	5,3	522,8	113,1	86,9	24	631	100	0,305	17,127
2053	2,61	1,48	12,25	158,2	89,4	0,291	20,8	5,2	543,5	118,3	87,4	24	655	100	0,288	17,415
2054	2,47	1,39	13,17	160,7	90,8	0,295	20,4	5,1	563,9	123,4	87,9	23	678	100	0,272	17,687
2055	2,33	1,32	14,32	163,0	92,1	0,300	19,9	5,0	583,8	128,3	88,3	23	700	100	0,256	17,943
2056	2,20	1,24	15,78	165,2	93,4	0,304	19,5	4,9	603,3	133,2	88,7	22	722	100	0,242	18,185
2057	2,07	1,17	17,68	167,3	94,5	0,308	19,0	4,8	622,3	138,0	89,1	21	744	100	0,229	18,414

2058	1,93	1,1	20,0	169,2	95,6	0,311	18,3	4,6	640,6	142,5	89,4	20	764	100	0,212	18,626
2059	1,79	1,0	23,2	171,0	96,6	0,314	17,5	4,4	658,1	146,9	89,8	19	783	100	0,197	18,824
2060	1,66	0,9	28,0	172,7	97,6	0,317	16,7	4,2	674,8	151,1	90,0	19	802	100	0,183	19,007
2061	1,54	0,87	35,99	174,2	98,5	0,320	15,9	4,0	690,6	155,0	90,3	18	820	100	0,170	19,176
2062	1,42	0,80	52,00	175,6	99,3	0,323	15,1	3,8	705,7	158,8	90,6	17	836	100	0,157	19,333
2063	1,31	0,74	100,00	176,9	100,0	0,325	14,3	3,6	720,0	162,4	90,8	16	852	100	0,145	19,478

Таблица 4.17 - Характеристика основного фонда скважин по VIII эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	1	0	1	3,42	0	0	1	0	0	6,0	6,7	0,0
2024	1	1	0	0	0	2	6,84	0	0	2	0	0	9,6	10,6	0,0
2025	1	1	0	0	0	3	8,27	0	0	3	0	0	11,3	13,1	0,0
2026	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	3	0	0	9,6	12,2	0,0
2027	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	3	0	0	8,1	11,7	0,0
2028	0	0	0	0	1	3	8,27	1	0	2	0	1	11,9	17,7	17,1
2029	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	11,7	17,8	28,4
2030	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	10,4	17,3	40,0
2031	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	9,2	16,9	50,1
2032	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	8,1	16,5	47,2
2033	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	7,2	16,1	44,6
2034	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	6,4	15,8	42,3
2035	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	5,7	15,4	40,1
2036	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	5,0	15,0	38,1
2037	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	4,4	14,7	36,4
2038	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	3,9	14,4	34,7
2039	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	3,5	14,0	33,2
2040	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	3,1	13,7	31,8
2041	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	2,7	13,4	30,5
2042	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	2,4	13,1	29,3
2043	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	2,1	12,8	28,2

2044	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	1,9	12,6	27,2
2045	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	1,7	12,3	26,3
2046	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	1,5	12,0	25,4
2047	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	1,3	11,8	24,5
2048	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	1,2	11,5	23,8
2049	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	1,0	11,3	23,0
2050	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	0,9	11,0	22,3
2051	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	0,8	10,8	21,7
2052	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	2	2	1	0,7	10,5	21,1
2053	0	0	0	0	0	3	8,27	1	0	1	1	1	1,3	20,6	20,5
2054	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	1,1	20,2	19,9
2055	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	1,0	19,8	19,4
2056	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,9	19,3	18,9
2057	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,8	18,9	18,4
2058	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,7	18,5	17,9
2059	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,6	18,1	17,5
2060	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,5	17,7	17,0
2061	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,5	17,4	16,6
2062	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,4	17,0	16,2
2063	0	0	0	0	0	3	8,27	0	0	1	1	1	0,4	16,6	15,8

Таблица 4.18 - Характеристика основных показателей разработки по VIII эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. Запасов %	Коефф. нефтенизвлечен., д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	1,93	1,8	1,8	2,7	2,6	0,008	2,2	0,0	3,1	0,0	12,95	0,0	0,0	0,0	0,243	0,243
2024	4,83	4,6	4,7	7,5	7,1	0,023	5,5	0,0	8,6	0,0	11,51	0,0	0,0	0,0	0,609	0,852
2025	9,29	8,8	9,5	16,8	15,9	0,052	11,0	0,0	19,5	0,0	15,28	0,0	0,0	0,0	1,171	2,023
2026	9,27	8,8	10,4	26,1	24,7	0,081	11,9	0,0	31,4	0,0	22,01	0,0	0,0	0,0	1,168	3,191
2027	7,77	7,4	9,8	33,9	32,0	0,106	11,4	0,0	42,8	0,0	31,6	0,0	0,0	0,0	0,979	4,171

2028	7,61	7,2	10,6	41,5	39,2	0,129	11,2	0,0	54,0	0,0	32,3	5,9	5,9	30,0	0,959	5,129
2029	7,51	7,1	11,7	49,0	46,3	0,153	11,1	5,6	65,1	5,6	32,6	10	16	50	0,946	6,076
2030	6,64	6,3	11,7	55,6	52,6	0,173	10,8	5,4	75,9	11,0	38,4	14	29	75	0,837	6,913
2031	5,88	5,6	11,7	61,5	58,2	0,192	10,5	5,2	86,4	16,2	43,8	17	46	100	0,741	7,653
2032	5,20	4,9	11,8	66,7	63,1	0,208	10,1	5,1	96,5	21,3	48,7	16	62	100	0,655	8,309
2033	4,60	4,4	11,8	71,3	67,5	0,222	9,8	4,9	106,4	26,2	53,2	15	77	100	0,580	8,888
2034	4,07	3,9	11,8	75,4	71,3	0,235	9,5	4,8	115,9	31,0	57,3	14	91	100	0,513	9,401
2035	3,60	3,4	11,9	79,0	74,7	0,246	9,3	4,6	125,2	35,6	61,1	13	104	100	0,454	9,855
2036	3,19	3,0	11,9	82,2	77,7	0,256	9,0	4,5	134,1	40,1	64,5	12	116	100	0,401	10,256
2037	2,82	2,67	11,97	85,0	80,4	0,265	8,7	4,4	142,8	44,4	67,6	12	128	100	0,355	10,611
2038	2,49	2,36	12,03	87,5	82,8	0,273	8,5	4,2	151,3	48,6	70,5	11	139	100	0,314	10,925
2039	2,21	2,09	12,10	89,7	84,8	0,279	8,2	4,1	159,5	52,7	73,1	11	150	100	0,278	11,203
2040	1,95	1,85	12,18	91,6	86,7	0,285	8,0	4,0	167,5	56,7	75,5	10	160	100	0,246	11,449
2041	1,73	1,63	12,27	93,4	88,3	0,291	7,7	3,9	175,2	60,6	77,7	10	170	100	0,217	11,666
2042	1,53	1,44	12,37	94,9	89,8	0,296	7,5	3,8	182,7	64,3	79,7	9	179	100	0,192	11,859
2043	1,35	1,28	12,49	96,2	91,0	0,300	7,3	3,6	190,0	68,0	81,5	9	188	100	0,170	12,029
2044	1,19	1,13	12,62	97,4	92,2	0,304	7,1	3,5	197,1	71,5	83,1	8	196	100	0,151	12,179
2045	1,06	1,00	12,78	98,5	93,2	0,307	6,9	3,4	203,9	75,0	84,6	8	204	100	0,133	12,313
2046	0,94	0,88	12,96	99,4	94,1	0,310	6,7	3,3	210,6	78,3	86,0	8	212	100	0,118	12,430
2047	0,83	0,78	13,17	100,3	94,8	0,312	6,5	3,2	217,1	81,5	87,2	7	219	100	0,104	12,535
2048	0,73	0,69	13,42	101,0	95,5	0,315	6,3	3,1	223,4	84,7	88,4	7	226	100	0,092	12,627
2049	0,65	0,61	13,72	101,6	96,1	0,317	6,1	3,1	229,5	87,7	89,4	7	233	100	0,082	12,709
2050	0,57	0,54	14,06	102,2	96,7	0,318	5,9	3,0	235,4	90,7	90,4	7	240	100	0,072	12,781
2051	0,51	0,48	14,48	102,7	97,2	0,320	5,8	2,9	241,2	93,6	91,2	6	246	100	0,064	12,845
2052	0,45	0,42	14,97	103,2	97,6	0,321	5,6	2,8	246,8	96,4	92,0	6	252	100	0,056	12,901
2053	0,40	0,38	15,58	103,6	98,0	0,323	5,4	2,7	252,3	99,1	92,7	6	258	100	0,050	12,951
2054	0,35	0,33	16,33	103,9	98,3	0,324	5,3	2,6	257,5	101,8	93,4	6	264	100	0,044	12,995
2055	0,31	0,29	17,26	104,2	98,6	0,325	5,1	2,6	262,7	104,3	94,0	5	269	100	0,039	13,034
2056	0,27	0,26	18,46	104,5	98,9	0,326	5,0	2,5	267,7	106,8	94,5	5	274	100	0,035	13,069
2057	0,24	0,23	20,03	104,7	99,1	0,326	4,9	2,4	272,5	109,3	95,0	5	280	100	0,031	13,100
2058	0,21	0,2	22,2	104,9	99,3	0,327	4,7	2,4	277,3	111,6	95,4	5	285	100	0,027	13,127
2059	0,19	0,2	25,2	105,1	99,5	0,328	4,6	2,3	281,8	113,9	95,9	5	289	100	0,024	13,151
2060	0,17	0,2	29,8	105,3	99,6	0,328	4,5	2,2	286,3	116,1	96,2	5	294	100	0,021	13,172

ТОО «Ast Nedra»

ТОО «Саутс-Ойл»

2061	0,15	0,14	37,49	105,5	99,8	0,329	4,3	2,2	290,6	118,3	96,6	4	298	100	0,019	13,191
2062	0,13	0,12	53,06	105,6	99,9	0,329	4,2	2,1	294,8	120,4	96,9	4	303	100	0,017	13,207
2063	0,12	0,11	100,00	105,7	100,0	0,329	4,1	2,0	298,9	122,4	97,1	4	307	100	0,015	13,222

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, утилизации объекта, выполнения отдельных работ)

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

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

Рентабельный период по вариантам составил:

по 1 вариант – 2023 - 2054 гг

по 2 вариант – 2023 - 2053 гг.

по 3 вариант – 2023-2063 гг.

по 4 варианту – 2023-2057 гг.

Потребность в капитальных вложениях (с учетом инфляции) за рентабельный период разработки залежи составила:

по 1 варианту – 0,20 тыс. \$

по 2 варианту – 11,2 тыс. \$

по 3 варианту – 14,3 тыс. \$

по 4 варианту – 16,8 тыс. \$

Эксплуатационные затраты по вариантам разработки составили:

по 1 варианту – 13,5 тыс. \$

по 2 варианту – 34,7 тыс. \$

по 3 варианту – 53,3 тыс. \$

по 4 варианту – 58,4 тыс. \$

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

по 1 варианту – 15,2 тыс. \$

по 2 варианту – 22,9 тыс. \$

по 3 варианту – 26,3 тыс. \$

по 4 варианту – 25,9 тыс. \$

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

Таблица 4.1-1 – Технико-экономические показатели по вариантам

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
Рентабельный период	период	2023 - 2054	2023 - 2053	2023 - 2063	2023 - 2057
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	22	42	49	55
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	18,3	31,9	36,7	39,6
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	0,0	0,0	60,6	68,2
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	шт	9	17	19	21
добывающих	шт	9	17	15	17
нагнетательных	шт	0	0	4	4
Ввод новых скважин из бурения	шт	0	9	11	13
Нефтедобывающих	шт	0	9	11	13
Накопленные показатели					
добыча нефти	тыс. т	139	364	506	513
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	143	369	510	517
добыча жидкости	тыс. т	297	927	1 462	1 524
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	312	942	1 477	1 539
закачка воды	тыс. м3	0	0	1 469	1 514
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	0	0	1 469	1 514

Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,090	0,231	0,320	0,324
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	86,07%	91,42%	92,20%	93,10%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. \$	38,0	101,9	150,6	148,1
Капитальные затраты	млн. \$	0,2	11,2	14,3	16,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. \$	13,5	34,7	53,3	58,4
производственные расходы	млн. \$	7,5	20,6	33,2	36,5
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. \$	3,1	6,4	8,6	9,1
непроизводственные расходы	млн. \$	2,9	7,6	11,5	12,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. \$	32,6	64,8	86,6	94,0
Поток денежной наличности	млн. \$	23,2	45,7	61,2	57,1
Поступления Государства	млн. \$	4,3	17,0	30,9	25,6
Чистая приведенная стоимость (10%)	млн. \$	15,2	22,9	26,3	25,9
Дисконтированные Поступления Государства(10%)	млн. \$	2,6	8,5	12,7	12,0

Выводы по выбору и обоснованию способов эксплуатации

Так как, характеристики применяемых насосов, устьевое и подземное оборудование скважин, соответствуют условиям эксплуатации, и способствуют обеспечению проектных дебитов, то в дальнейшем, в целях оптимизации добычи, рекомендуется применение существующих способов эксплуатации скважин. Рекомендуется продолжить эксплуатацию фонтанных скважин до рентабельности или до прекращения фонтанирования, после чего перевести на механизированный способ с применением штанговых глубинных насосов (ШГН). Таким образом, эксплуатация будет вестись фонтанным и механизированным способами с использованием штанговых глубинных насосов ШГН (для низко- и среднедебитных скважин) и электроцентробежных насосов ЭЦН (для высокодебитных скважин).

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Технологические условия эксплуатации скважин

Технологические условия эксплуатации скважин определены исходя из геолого- промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида, результатов анализа работы и характеристики скважин.

По типу, залежи относятся к пластовым сводовым, тектонически и литологически экранированным. По коллекторским свойствам и физико-химическим свойствам нефти относятся к легким, маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,760 до 0,817 г/см³, по содержанию 0,1%-3,7% классифицируется как малосернистая.

На дату составления данного Проекта разработки (01.07.2021г.) на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Калжан пробурено 14 скважин: К-1, К-2, К-3, К-5, К-6, К-7, К-10, К-11, К-12, К-13, К-14, К-15, К-16, К-17, К-21, К-22. Из них 21 скважина ликвидирована по техническим причинам, остальные скважины -1, К-2, К-3, К-5, К-6, К-7, К-10, К-11, К-12, К-13, К-14, К-15, К-16, К-17, К-22 в консервации.

В скважине К-16 в результате испытания интервала 1691,3-1692,3 м, получен приток нефти дебитом 10,3 м³/сут. Объект нефтеносный Горизонт Ю-IV-1-1

В результате опробования интервалов 1640-1644 м (К-10) и 1644,4-1646; 1656,5-1661,0 м (К-12), получены притоки нефти дебитами 13,1 и 13,4 м³/сут, соответственно. Объекты нефтеносные горизонт Ю-IV-1-2.

В скважине К-17 при испытании IV объекта в интервале 1846,3-1848,3; 1851,5-1853,5; 1855-1857 м, получена нефть дебитом 2,8 м³/сут. Объект нефтеносный горизонт Ю-IV-1-3.

В скважине К-14 из интервалов 1883,2-1886,2; 1887,4-1892,4; 1896-1898 м, получен приток нефти дебитом 11,6 м³/сут. Объект нефтеносный горизонт Ю-IV-1-4.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-3 опробован одним объектом в скважине К-3. В результате получен приток нефти с водой дебитами 0,5 и 4,5 м³/сут в интервале 2031-2034 м, 2037-2042 м (-1898,57-1901,57 м, -1904,57-1909,57 м). Получение притока воды связано с наличием перетоков из нижележащего интервала 2060-2085 м, где наблюдается аномалия изменения на кривых ГИС (СТД, термометрия, манометрия) при проведении профиля притока, указывающего на нарушение герметичности колонны в этом интервале и поступление воды в ствол скважины. Заколонный переток возможно из верхележащих интервалов. После спуска насоса получен приток нефти с водой дебитами: нефти 18,0 м³/сут, воды 162 м³/сут.

Продуктивный горизонт Ю-V-2 испытан в скважине К-1 в интервале 3037-3040 м, получена нефть объемом 319,6 м³с водой. Объект нефтеводоносный.

Продуктивный горизонт Ю-VI-1 опробован двумя объектами. В скважине К-5. При испытании интервалов 3270-3278 м, 3279-3287 м при 10 мм штуцере получена нефть дебитом 1,0 м³/сут.

Продуктивный горизонт Ю-VI-2 испытан одним объектом. В результате испытания интервала 3320-3341 м скв К-6, получен приток нефти дебитом 3,1 м³/сут. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-VI-3-А испытан в скважине К-6 из интервалов 3364-3365,54 м, 3367,5-3370 м, 3375-3380 м, 3383-3386 м, 3389,5-3390,5 м, получен приток нефти дебитом 2,0 м³/сут. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-VI-3-Б протестирован одним объектом в скважине К-6, из интервала 3398-3407 м, получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут на 8 мм штуцере.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

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

Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Внутрискважинное оборудование

Выбор и компоновка фонтанного подъёмника должны обеспечивать:

- максимальную норму отбора жидкости из скважины;
- установку внутрискважинного оборудования, которое обеспечивает надежную и безаварийную работу скважины (установку в скважине пакера);
- проведение необходимых исследовательских операций;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться за весь срок промышленной разработки скважины: интенсификацию, возможную повторную перфорацию и другие геологотехнические мероприятия.

Внутрискважинное оборудование должно состоять из колонны НКТ и эксплуатационного пакера.

Диаметр НКТ 73 мм обоснован, как самый оптимальный типоразмер для оборудования скважины 6. Расчёт предельной глубины спуска колонны НКТ проведён по РД 39-1-306-79 «Инструкция по расчёту колонн насосно-компрессорных труб». В условии эксплуатации месторождения Калжан, для глубины спуска до 3400 м рекомендуется применять НКТ, марки Д, согласно ГОСТ 633-80 с пределом текучести 380 МПа, или зарубежный аналог марки J-55, согласно стандарта API.

Выбор марки труб для подъёмника уточняется в разделе 6.2.2 «Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией» настоящего проекта.

Пакер применяется для исключения воздействия пластового давления на надпакерную зону обсадной колонны во время проведения капитального и текущего ремонта, а также для предотвращения отворота и полёта НКТ на забой. Выбор типа трубного пакера связан с конструкцией скважины и компоновкой подъёмного лифта, а также с условиями его работы (необходимостью проведения работ по интенсификации с помощью гибких труб, геофизических исследований и других технологических операций). Для условий эксплуатации месторождения Калжан рекомендуется пакер ПД-ЯГ, на рабочее давление 35 МПа или другой с соответствующей технической характеристикой.

Устьевое оборудование

Компоновка устья скважины должна включать следующее оборудование:

- фонтанную арматуру;
- систему нагнетания для ввода ингибитора депарафинизации (при необходимости).

Типоразмер фонтанной арматуры, необходимый для установки на скважинах, определяется рабочим давлением скважин. Ожидаемое рабочее давление, а также отсутствие агрессивных компонентов в продукции скважин, обуславливает применение фонтанной арматуры на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI).

Механизированный способ добычи

Альтернативой фонтанной эксплуатации скважин, при прекращении фонтанирования, является механизированный способ добычи.

Механизированный способ добычи с использованием штанговой скважинной насосной установки (СШНУ)

СШНУ используется в основном для эксплуатации низко и среднедебитных неглубоких и средней глубины скважин, хотя экономически рентабельны в определённых пределах при эксплуатации и глубоких скважин.

Для обеспечения проектного дебита жидкости могут быть использованы насосы вставного типа НВ1Б-32-35-15 по ОСТ 26-16-06-86 или соответствующие им по стандарту API-11 AX. На глубину до 3000 м (выше интервала перфорации на 200-300 м), насос диаметром 32 мм рекомендуется спускать на трёхступенчатой штанговой колонне ШН25 мм (850 м), ШН22 мм (900 м) и ШН19 мм (1250 м). Устье насосной скважины рекомендуется оборудовать станком-качалкой (СК) грузоподъёмностью 12 тонн, с максимальной длиной хода полированного штока 3 м.

Расчёт параметров работы СШНУ показал: насос диаметром 32 мм, работая с коэффициентом подачи 0,75 д.ед. (новый насос) может обеспечить дебит 10 т/сут при длине хода (S) 3 м и числе качаний (n) 6 кач/мин. Установка работает с крутящим моментом 3900 кГм, с максимальной нагрузкой 11,5 тонн, при этом приведенное напряжение штанг составляет 11.0 кг/мм² и потребляемая мощность электродвигателя 14 кВт. Исходя из рассчитанных нагрузок и приведенных напряжений, для насоса диаметром 32 мм, спускаемого на большую глубину, рекомендуются штанги марки 20НМ с поверхностным упрочением нагревом ТВЧ. Рассчитанная потребляемая мощность предполагает применение электродвигателей серии АОП2 с номинальной мощностью 17 кВт и числом оборотов 970/1440 об/мин (или другой марки с соответствующими параметрами). Режим откачки устанавливается исходя из значений ожидаемых дебитов, начиная с минимальных значений S и n, увеличивая постепенно сначала длину хода, затем число качаний, добываясь, при постоянном контроле оптимального режима работы установки. Для предотвращения и уменьшения влияния газа и песка на работу насосов рекомендуется оборудовать прием насосов газосепараторами, и песочными фильтрами и др. приспособлениями. Кроме того наиболее рациональным является поддержание на приёме насоса давления не менее 0,5 и не более 1,0 МПа, т.е. погружение насоса под динамический уровень должно быть в диапазоне 60-120 м, что обуславливает необходимость проведения динамографических исследований для определения динамического уровня.

Механизированный способ добычи с использованием винтовой штанговой насосной установки (ВШНУ)

Винтовые насосные установки, получившие в последнее время широкое применение, используются в основном для эксплуатации средне и высокодебитных скважин и особенно для добычи высоковязкой нефти.

Механизированный
способ
добычи

с

использованием

установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

УЭЦН наиболее рационально применять для форсированных отборов при высокой обводнённости продукции. В настоящее время разработаны и внедряются установки, позволяющие откачивать пластовую жидкость с производительностью в широком диапазоне.

Стандартная комплектация УЭЦН состоит из следующего оборудования:

1. наземное электрооборудование (станция управления, трансформатор и др.);
2. скважинный погружной электроцентробежный насос;
3. входной или газостабилизирующий модуль (газосепаратор, диспергатор, газосепаратор-диспергатор);
4. гидрозащита;
5. погружной электродвигатель;
6. высокотемпературный кабель и кабельный удлинитель;
7. система погружной телеметрии.

Для обеспечения проектного дебита жидкости рекомендуются электроцентробежные насосы, выпускаемые Российской компанией ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ» УВННП5А, с номинальной подачей до 10 м³/сут при максимальной частоте вращения электродвигателя 50 Гц или соответствующих им других фирм производителей. Насосы спускают на трубах диаметром 73 мм. Применение станции управления с частотным регулированием вращения обеспечит функции управления и защиты электродвигателя и позволит производить плавный разгон, торможение и регулирование оборотов электродвигателя. Для предотвращения или снижения вредного влияния осложняющих факторов насосы изготавливаются в износостойком исполнении, с применением газосепараторов, центраторов, гидрозащиты, скважинных фильтров, модулей входных-фильтров, щелевых фильтров-входных и другого специального оборудования.

При механизированной добычи с применением УЭЦН, для обеспечения нормальной непрерывной работы насосов, возможности регулирования режимов работы скважин, минимизации влияния осложняющих факторов на работу глубинного оборудования предлагается располагать прием насоса на 20-30 м выше интервала перфорации. Напоры, развиваемые насосами, при такой компоновке позволят успешно отбирать продукцию в различном диапазоне дебитов и забойных давлений.

Таким образом, из вышеизложенного текста следует, что к применению на месторождении могут быть использованы установки СШН и ЭЦН.

Перед вводом скважины в эксплуатацию (после разконсервации), предварительно необходимо провести исследования (ГДИС), для определения продуктивной характеристики пласта и установления оптимального режима фонтанирования или режима от качки насосом.

При реализации ПР, по результатам эксплуатации предлагаемых типов насосов, целесообразно провести технико-экономический анализ, на основании которого будет выбран наиболее подходящий тип насоса в условиях разработки месторождения Калжан, для дальнейшей его разработки.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые проектные решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

ТОО «Саутс Ойл» осуществляет разработку нефтяных месторождений на территории Кызылординской области. Компания разрабатывает месторождения в пределах контрактной территории согласно лицензии на добычу нефти и газа.

Контрактная территория ТОО «Саутс-Ойл» находится в пределах блоков XXVIII-37- А, В, D (частично), Е (частично), F (частично) в Карагандинской и Кызылординской областях Республики Казахстан.

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение в пределах блоков XXVIII-37-А,В,D(частично),Е(частично), F(частично), в Кызылординской области РК, владеет ТОО «Саутс-Ойл», согласно Контракта №662 от 24.04.2001 г на проведение разведки УВС.

Геологоразведочные работы начаты в 2011г на основании «Проекта поисков залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Саутс- Ойл», в западной части Южно-Торгайской впадины.

В ходе реализации этого проекта на структуре Калжан в юго-восточной части лицензионной территории в период 2012-2013 гг пробурены 5 поисково-разведочных скважин (К-1, К-2, К-3, К-5, К-6) с проектным горизонтом J1ab.

Месторождение открыто в 2013 г. В результате опробования скважины К-3, где получен приток нефти из верхнеюрских отложений (Ю-IV-2-3 горизонт).

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Ниже приведена хронология составления проектной документации по месторождению.

Месторождение Калжан вступило в пробную эксплуатацию с 2015 г.

Месторождение Калжан эксплуатируется согласно к [21]«Проекту пробной эксплуатации месторождения Калжан» (протокол №54/21 от 12.12.2014 г).

После составления и утверждения ППЭ, т.е. на дату составления данного отчета (01.07.2021 г.), на месторождении Калжан дополнительно было пробурено 10 скважин (К-10, К-11, К-12, К-13, К-14, К-15, К-16, К-17, К-21, К-22).

Таким образом, на дату анализа 01.07.2022 г. в пределах горного отвода на месторождении Калжан общий пробуренный фонд скважин составляет 16ед, из них: 15 в консервации, 1 в освоении.

По среднемесячным дебитам жидкости к малодебитному фонду (с дебитом по нефти менее 5 т/сут) относится одна скважина.

Таким образом, средний дебит по нефти и жидкости на конец пробной эксплуатации в целом по месторождению составил, соответственно, 0.90 т/сут и 0.90 т/сут.

Таким образом, среднемесячная обводненность добываемой продукции на конец пробной эксплуатации в целом по месторождению составила 0.29%.

За 2015 год, отборы нефти, жидкости и газа в целом по месторождению Калжан составили, 0.24 тыс.т, 0.24 тыс.т. Добыча проводилась одной скважиной. Текущий КИН составил 0.04 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 1.8 т/сут и 1.8 т/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции на уровне 0.01%.

За 2016 год, отборы нефти, жидкости и газа в целом по месторождению Калжан составили, 0.45 тыс.т, 0.46 тыс.т. Добыча проводилась одной скважиной. Текущий КИН составил 0.1 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 1.2 т/сут и 1.2

т/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции на уровне 1.4%.

За 2017 год, отборы нефти, жидкости и газа в целом по месторождению Калжан составили, 0.08 тыс.т, 0.18 тыс.т. Добыча проводилась одной скважиной. Текущий КИН составил 0.1 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 0.9 т/сут и 1.8 т/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции на уровне 52.6%.

На конец пробной эксплуатации в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости составили 0.770 тыс.т, 0.871 тыс.т.

По состоянию 01.07.2021 в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости и газа с учетом испытания и опробования составили 4.266 тыс.т, 14.982 тыс.т, 286.229 тыс.м3.

Таким образом, в целом по месторождению Калжан прогнозная добыча нефти составит:

за 2015 год – 0.754 тыс.т;

за 2016 год – 1.796 тыс.т;

за 2017 год – 2.017 тыс.т.

К концу 2017 года накопленная добыча нефти в целом по месторождению составит 7.695 тыс.т.

Ниже приведено описание сравнения проектных и фактических технологических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Калжан.

За 2015 год фактический уровень добычи нефти ниже проектного уровня на 68.8% (0.754 тыс.т) и составил 0.24 тыс.т. Отбор жидкости ниже проектного уровня на 68.9 % (0.757 тыс.т) и составил 0.24 тыс.т. Фактический фонд добывающих скважин соответствует проектному значению и составляет одну скважину. Среднегодовой дебит нефти ниже проектного значения в 1.8 раза (3.2 т/сут) и составляет 1.8 т/сут.

Среднегодовой дебит жидкости ниже проектного значения в 1.8 раза (3.2) и составляет 1.8 т/сут. Обводненность продукции ниже проектного на 0.29% (0.3%) и составляет 0.01%.

Основная причина отставания уровней добычи нефти связана отставанием, среднего дебита нефти к проектным значениям. Также следует отметить, отстают фактически коэффициент эксплуатации (0.366 д.ед.) добывающих скважин от проектного значения.

Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 0.1%, при проектном значении – 2.07%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0.04%, при проектном значении – 0.618%.

За 2016 год фактический уровень добычи нефти ниже проектного уровня на 74.9% (1.8 тыс.т) и составил 0.45 тыс.т. Отбор жидкости ниже проектного уровня на 75 % (1.82 тыс.т) и составил 0.46 тыс.т. Фактический фонд добывающих скважин ниже проектного на одну скважину (2 ед.) и составляет одну скважину. Среднегодовой дебит нефти ниже проектного значения в 2.8 раза (3.5 т/сут) и составляет 1.2 т/сут. Среднегодовой дебит жидкости выше проектного значения в 2.9 раза (3.6 т/сут) и составляет 1.2 т/сут. Обводненность продукции соответствует проектному значению и составляет 1.4%.

Основная причина отставания уровней добычи нефти связана отставанием добывающего фонда, среднего дебита нефти к проектным значениям.

Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 0.4%, при проектном значении – 3%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0.1%, при проектном значении – 0.9%.

За 2017 год фактический уровень добычи нефти ниже проектного уровня на 95.8% (2.02 тыс.т) и составил 0.08 тыс.т. Отбор жидкости ниже проектного уровня на 91.4 % (2.08 тыс.т) и составил 0.18 тыс.т. Фактический фонд добывающих скважин ниже проектного на одну скважину (2 ед.) и составляет одну скважину. Среднегодовой дебит нефти ниже проектного значения в 3.6 раза (3.1 т/сут) и составляет 0.9 т/сут. Среднегодовой дебит жидкости выше проектного значения в 1.77 раза (3.2) и составляет 1.8 т/сут. Обводненность продукции выше проектного на 49.6% (3%) и составляет 52.6%.

Основная причина отставания уровней добычи нефти связана отставанием добывающего фонда, среднего дебита нефти к проектным значениям. Также следует отметить, отстают фактически коэффициент эксплуатации (0.27 д.ед.) добывающих скважин от проектного значения.

Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 0.4%, при проектном значении – 4%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0.1%, при проектном значении – 1.2%.

На конец пробной эксплуатации в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости составили 0.770 тыс.т, 0.871 тыс.т.

По состоянию 01.07.2021 в целом по месторождению накопленная добыча нефти, жидкости и газа с учетом испытания и опробования составили 4.266 тыс.т, 14.982 тыс.т, 286.229 тыс.м3.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

В административном отношении месторождение Калжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). В 40 км к востоку находится нефтепромысел Кумколь.

Местные источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями.

На месторождении Калжан проживание персонала не предусмотрено. На месторождении Кенлык имеется вахтовый поселок. На территории вахтового поселка (контейнерного типа) имеются КПП и место отдыха охраны, склад материалов, жилые помещения, офис администрации, столовая, участок электроснабжения, где установлены автономные дизельные электрогенераторы, расположен ангар, где осуществляется ремонт автотранспортных средств и оборудован участок заправки автотранспортных средств.

Площадь расположена в южной части Тургайской низменности, где гидросеть и источники водоснабжения отсутствуют. Водоснабжение обеспечивается из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Животный и растительный мир типичный для пустынь и полупустынь. Население в районе немногочисленное, основное занятие – животноводство.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

При проведении разведки по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве разведочных работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарногигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

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

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц разведочные работы проводиться не будут.

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

Месторождение Калжан расположено согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны.

На территории района происходит резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв. Рельеф представлен слабоволнистой равниной с отдельными всхолмлениями и частыми замкнутыми понижениями (западинами). Абсолютные отметки местности составляют 100-180 м над уровнем моря.

Общей чертой почвообразующих пород является их карбонатность и присутствие различных воднорастворимых солей.

Зональным подтипом на характеризуемой территории являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв, встречаются по выровненным высоким поверхностям равнины. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из нормальных (зональных) пустынных почв, часто в комплексах с солончаками. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты соровыми солончаками. Соры, как правило, обрамляются солончаками

типичными в комплексе с полугидроморфными солончаками. Таким образом, почвенный покров территории месторождения отличается значительной пространственной изменчивостью и многообразием. Эти почвы используются в качестве низкопродуктивных пастбищных угодий.

Анализ фондовых материалов, опубликованных источников позволяет на рассматриваемой территории выделить следующие генетические типы почв:

- Серо-бурые обычные средне- и легкосуглинистые;
- Серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые;
- Серо-бурые малоразвитые щебенистые суглинистые;
- Солонцы бурые средние суглинистые;
- Такыры засоленные суглинистые;
- Солончаки соровые суглинистые.

Каждый из этих типов почв развивается в определенных для них условиях почвообразования и подразделяются на подтипы, роды, виды и разновидности.

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

Гидрографическая сеть на описываемой территории не развита. Реки и другие естественные водоёмы на площади отсутствуют. Водоносные горизонты малодебитные, часто сильно минерализованы, совершенно не пригодны для питья. Питьевая вода на месторождение завозится автотранспортом.

Обеспечение водоснабжением осуществляется из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

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

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Жалагашском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Жаагашском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не

наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины глубиной 2000 м составит – 55,460 т/период; для скважины глубиной 3500 м – 111,945 т/период. При расконсервации 1 скважины – 3,798 т/период; при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2026 год) – 538,726 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид), Азот (II) оксид (Азота оксид), Углерод (Сажа, Углерод черный), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ), Сера (IV) (оксид), Сероводород (Дигидросульфид), Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ), Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид), Формальдегид (Метаналь), Смесь углеводородов предельных C1-C5, Смесь углеводородов предельных C6-C10, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.), Алканы C12-19 (Углеводороды предельные C12-C19); Растворитель РПК-265П), Взвешенные частицы, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20, Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд). Класс опасности веществ варьируется с 2 по 3: Смесь углеводородов предельных C1-C5, Смесь углеводородов предельных C6- C10, Бензол, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров), Метилбензол.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются твердые бытовые отходы (ТБО). Твердые бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета по фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Отходы производства и потребления. Предварительный перечень отходов в процессе строительства одной скважины (2000 м) составит: буровой шлам – 308,24 т; ОБР – 389,328 т; отработанное масло – 1,95 т; ТБО – 5,229 т; металлолом – 2,02 т; огарки использованных электродов – 0,0363 т; пустая бочкотара – 0,5 т; использованная тара – 1,5 т. Для скважины глубиной 3500 м составит: буровой шлам – 543,025 т; ОБР – 463,716 т; отработанное масло – 108,605 т; ТБО – 5,449 т; металлолом – 2,25 т; огарки использованных электродов – 0,0763 т; пустая бочкотара – 1,2 т; использованная тара – 2,5 т. Предварительный перечень отходов при расконсервации одной скважины составит 142,761 т, в том числе: отработанное масло – 2,85 т; буровой шлам – 24,466 т; буровой раствор – 113,748 т; использованная тара – 0,5 т. Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит 18,5636 т, в том числе: отработанные люминесцентные лампы – 0,0093 т; промасленная ветошь – 0,254 т; отработанные масла – 1,9 т; огарки сварочных электродов – 0,0003 т; металлолом – 2 т; коммунальные отходы (ТБО) – 14,4 т. Отходы производства и потребления вывозятся по договору со специализированной организацией кроме буровых отходов. Буровые отходы вывозятся на собственный участок переработки временного хранения отходов на месторождении Кенлык.

**10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ
ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в

основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под

воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействием высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МОС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при разведке на предприятии:

✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

✓ Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведется контроль за планировочными работами;

✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

✓ При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее

«жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.
- ✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного

спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. 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 ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период разработки месторождения является пыление, негативно воздействующее на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

ТБО сортировка согласно морфологического состава (48%) от общей массы, заключение договоров для дальнейшей передачи сторонним организациям на утилизацию или переработку вторичного сырья.

По окончании работ, пройденные поверхностные горные выработки будут засыпаны и рекультивированы.

Предусматривается строгий запрет на охоту и рыбалку в запрещенные сроки и запрещенными методами.

Обеспечение санитарно-гигиенических и экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод; организация зоны санитарной охраны.

Оборудование и т.п. должны быть из числа разрешенных органами санитарно-эпидемиологического надзора.

Осуществление санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на поддержание санитарно - гигиенического состояния, предупреждения производственной заболеваемости и травматизма.

Обеспечение мониторинга окружающей среды. Мониторинг состояния пром. площадки заключается в периодическом контроле. Контроль должен проводиться аккредитованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, арте- фактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все зем- ляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промтоходов. ВНИИГАЗ, М., 1999
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221-Ө

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Методологические аспекты оценки воздействия выполнялись на определении трех параметров:

- пространственного масштаба воздействия;
- временного масштаба воздействия;
- интенсивности воздействия.

Общая схема для оценки воздействия:

1. Выявление воздействий
2. Снижение и предотвращение воздействий
3. Оценка значимости остаточных воздействий

По каждому выявленному возможному воздействию на окружающую среду проводится оценка его существенности.

Воздействие на окружающую среду признается существенным во всех случаях, кроме случаев соблюдения в совокупности следующих условий:

1. воздействие на окружающую среду, в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера и других параметров, а также с учетом указанных в заявлении о намечаемой деятельности мер по предупреждению, исключению и снижению такого воздействия и (или) по устранению его последствий;

2. не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, включая дефицитные и уникальные природные ресурсы;

3. не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды;

4. не приведет к ухудшению условий проживания людей и их деятельности, включая: состояние окружающей среды, влияющей на здоровье людей; посещение мест отдыха, туризма, культовых сооружений и иных объектов; заготовку природных ресурсов, использование транспортных и других объектов; осуществление населением сельскохозяйственной деятельности, народных промыслов или иной деятельности;

5. не приведет к ухудшению состояния территорий и объектов, осуществляемых в особо охраняемых природных территориях, в их охранных зонах, на землях оздоровительного, рекреационного и историкокультурного назначения; в пределах природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; на участках размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; на территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; на территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; в черте населенного пункта или его пригородной зоны; на территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия;

6. не повлечет негативных трансграничных воздействий на окружающую среду;

7. не приведет к следующим последствиям:

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют участки с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют технологии или методы для компенсации потери биоразнообразия;

– это приведет к потере биоразнообразия и компенсация потери биоразнообразия невозможна по иным причинам.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениям;

- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2

января 2021 года;

- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru>;
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛЖАН (по состоянию на 01.07.2022 г.) Выполнен по договору № 65 от 15.07.2021 г.» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение в пределах блоков XXVIII-37-A,B,D(частично),E(частично), F(частично), в Кызылординской области РК, владеет ТОО «Саутс-Ойл», согласно Контракта №662 от 24.04.2001 г на проведение разведки УВС.

Площадь Калжан в административном отношении находится в Теренозекском районе Кызылординской области Республики Казахстан (Рис.1).

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). На расстоянии 40 км к востоку находится газонефтяное месторождение Кумколь.

Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов.

В географическом отношении площадь расположена в южной части Торгайской низменности, в западной части Аксайской горстантиклинали.

Климат резко континентальный с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха в летний период достигает +45оС, а зимой снижается до -40оС.

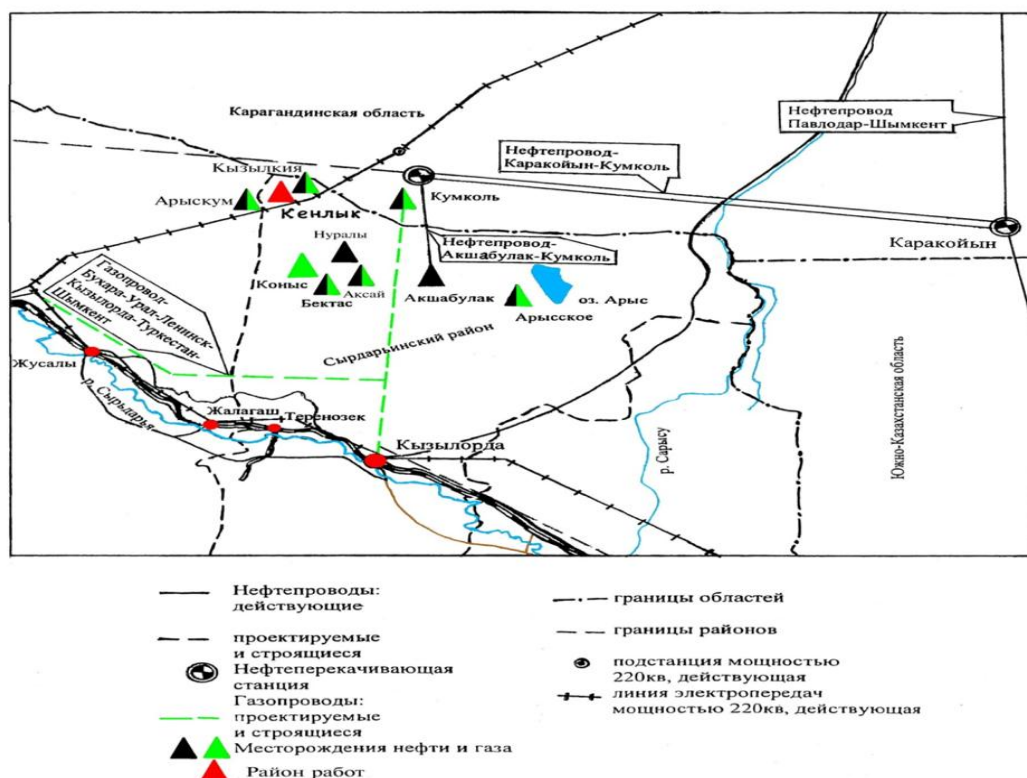


Рисунок 1. Обзорная карта

- 1) Площадь Калжан в административном отношении находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км). На расстоянии 40 км к востоку находится газонефтяное месторождение Кумколь. Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами,

труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов. В географическом отношении площадь расположена в южной части Торгайской низменности, в западной части Аксайской горстантиклинали. Климат резко континентальный с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха в летний период достигает +45^оС, а зимой снижается до -40^оС. Среднегодовое количество осадков незначительно и приходится на зимне-весенний период. Для района характерны сильные ветры западного и юго-западного направления летом, а в остальное время года северного и северо-восточного направления. Животный и растительный мир типичный для пустынь и полупустынь. Гидросеть и источники водоснабжения отсутствуют. Обеспечение водоснабжением осуществляется из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л. Местные источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями. Строительные материалы в районе не обнаружены.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины глубиной 2000 м составит – 55,460 т/период; для скважины глубиной 3500 м – 111,945 т/период. При расконсервации 1 скважины – 3,798 т/период; при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2026 год) – 538,726 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид), Азот (II) оксид (Азота оксид), Углерод (Сажа, Углерод черный), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ), Сера (IV) (оксид), Сероводород (Дигидросульфид), Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ), Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид), Формальдегид (Метаналь), Смесь углеводородов предельных C1-C5, Смесь углеводородов предельных C6-C10, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.), Алканы C12-19 (Углеводороды предельные C12-C19); Растворитель РПК-265П), Взвешенные частицы, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20, Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд). Класс опасности веществ варьируется с 2 по 3: Смесь углеводородов предельных C1-C5, Смесь углеводородов предельных C6- C10, Бензол, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров), Метилбензол.

- 2) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет.

В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет.

Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

- 3) При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины глубиной 2000 м составит – 55,460 т/период; для скважины глубиной 3500 м – 111,945 т/период. При

расконсервации 1 скважины – 3,798 т/период; при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2026 год) – 538,726 т/год. Добыча углеводородов максимально в 2026 году в объеме 36,66 тыс.т/год. Газовый фактор максимально в 2026 году – 89,8 м3/т. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: по рекомендуемому 3-му варианту – 2023-2063 гг.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:
- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;

- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д. Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.
- 4) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.
- По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.
- По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.
- По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;
- По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов. По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений. По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами. При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают. Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.
- Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.
- 5) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:
- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
 - Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
 - Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
 - Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. СанПиН «Санитарно эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» от 20.03.2015 г. № 237.
13. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
14. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министраэкологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
15. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Строительно-монтажные и подготовительные работыИсточник №0001.

Дизель-генератор САГ.

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 0.52 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки

P_j , кВт, 37

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 117.4

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 117.4 \cdot 37 = 0.037877936 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.037877936 / 0.531396731 = 0.071279957 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки, послекапитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
A	8.6	9.8	4.5	0.9	1.2	0.2	1.6E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки, послекапитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
A	36	41	18.8	3.75	4.6	0.7	6.9E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очист ки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0805778	0.017056	0	0.0805778	0.017056
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0130939	0.0027716	0	0.0130939	0.0027716
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.00925	0.00195	0	0.00925	0.00195

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0123333	0.002392	0	0.0123333	0.002392
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0883889	0.01872	0	0.0883889	0.01872
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	3.5880E-8	0	0.0000002	3.5880E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0020556	0.000364	0	0.0020556	0.000364
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.04625	0.009776	0	0.04625	0.009776

Источник №6001. Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродамиЭлектрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 60$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.7$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 60 / 10^6 = 0.000641$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00208$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 60 / 10^6 = 0.0000552$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000179$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыльцементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 60 / 10^6 = 0.000084$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000272$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид,кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 60 / 10^6 = 0.000198$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000642$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 60 / 10^6 = 0.000045$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001458$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.5 \cdot 60 / 10^6 = 0.00009$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0002917$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 60 / 10^6 = 0.000798$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
012 3	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железаоксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0020800	0.0006410
014 3	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001790	0.0000552
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002917	0.0000900
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0025860	0.0007980
034 2	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001458	0.0000450
034 4	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0006420	0.0001980
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0002720	0.0000840

Источник №6002. Планировка территории (Погрузочно-разгрузочные работы)

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами".

Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из:

"Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песчано-гравийная смесь (ПГС)

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1) , $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.9.2) , $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон Коэфф., учитывающий

степень защищенности узла (табл.9.4) , $K4 = 1$ Высота падения материала, м , $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5) , $K5 = 0.7$ Удельное выделение твердых

частиц с тонны материала, г/т , $Q = 120$ Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы , $N = 0$ Количество отгружаемого

(перезгружаемого) материала, т/год , $MGOD = 150$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.68$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыльцементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах: Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 * K1 * K4 * K5 * Q * MGOD * (1-N) * 10^{-6} = 2$

$* 1.2 * 1 * 0.7 * 120 * 150 * (1-0) * 10^{-6} = 0.03024$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 * K1 * K4 * K5 * Q * MH * (1-N) / 3600 = 2 * 1.2 * 1 * 0.7 * 120 * 2.68 * (1-0) / 3600 = 0.15$

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыльцементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.15	0.03024

Источник №6003. Разработка грунта экскаватором.

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстанот 18.04.2008 №100-п
 2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
- Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов
- п.3.1. Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов Материал: Глина
- Весовая доля пылевой фракции в материале (табл.3.1.1), $K1 = 0.05$
- Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.02$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыльцементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 4-х сторон Загрузочный

рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 3.8$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.2$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 9$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 1.7$

Влажность материала, %, $VL = 8$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.4$

Размер куска материала, мм, $G7 = 4$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 0.7$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.7$ Суммарное количество

перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 0.8$ Суммарное количество перерабатываемого

материала, т/год, $GGOD = 75$ Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Пересыпка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 * K2 * K3 * K4 * K5 * K7 * K8 * K9 * KE * B * GMAX * 10^{-6} / 3600 * (1-NJ) = 0.05 * 0.02 * 1.7 * 1 * 0.4 * 0.7 * 1 * 1 * 1 * 0.7 * 0.8 * 10^{-6} / 3600 * (1-0) = 0.074$

$0.8 * 10^{-6} / 3600 * (1-0) = 0.074$

Продолжительность выброса составляет менее 20 мин согласно п.2.1 применяется 20-минутное осреднение.

Продолжительность пересыпки в минутах (не более 20), $TT = 1$

Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного осреднения, г/с, $GC = GC * TT$

$* 60 / 1200 = 0.074 * 1 * 60 / 1200 = 0.0037$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 * K2 * K3SR * K4 * K5 * K7 * K8 * K9 * KE * B * GGOD * (1-NJ) = 0.05 * 0.02$

$* 1.2 * 1 * 0.4 * 0.7 * 1 * 1 * 1 * 0.7 * 75 * (1-0) = 0.01764$ Сумма выбросов, г/с (3.2.1, 3.2.2), $G = G + GC = 0 + 0.0037 =$

0.0037

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.01764 = 0.01764$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
290 8	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.003 7	0.01764

Источник №6004. Перемещение грунта бульдозером.

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами".

Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Аамал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1) , $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 5.0 - 7.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.9.2) , $K_1 = 1.4$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон Коэфф., учитывающий степень защищенности узла (табл.9.4) , $K_4 = 1$ Высота падения материала, м , $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5) , $K_5 = 0.7$ Удельное выделение

твердых частиц с тонны материала, г/т , $Q = 80$ Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы , $N = 0$ Количество отгружаемого

(перегружаемого) материала, т/год , $MGOD = 115$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого)

материала , т/час , $MH = 0.96$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах: Валовый выброс, т/год (9.24) , $M = K_0 * K_1 * K_4 * K_5 * Q * MGOD * (1-N) * 10^{-6} = 1$

$* 1.4 * 1 * 0.7 * 80 * 115 * (1-0) * 10^{-6} = 0.00902$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25) , $G = K_0 * K_1 * K_4 * K_5 * Q * MH * (1-N) / 3600 = 1 * 1.4 * 1 * 0.7 * 80 * 0.96 * (1-0) / 3600 = 0.0209$

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
290 8	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.020 9	0.00902

Период бурения и крепления

Источник №0002-0003. ЛВС силового привода БУ - ZJ-30, CAT C15 (расчет произведен на 1 источник).

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 45.35 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_d , кВт, 403

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_d , г/кВт*ч, 104.2

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 104.2 * 403 = 0.366175472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.366175472 / 0.531396731 = 0.689081153 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.1 2	1.2E- 5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E- 5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.859733333	1.4512	0	0.859733333	1.4512
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.139706667	0.23582	0	0.139706667	0.23582
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055972222	0.0907	0	0.055972222	0.0907
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.134333333	0.22675	0	0.134333333	0.22675
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.694055556	1.1791	0	0.694055556	1.1791
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001343	0.000002494	0	0.000001343	0.000002494
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013433333	0.022675	0	0.013433333	0.022675

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете наC); Растворитель РПК-265П) (10)	0.324638889	0.5442	0	0.324638889	0.5442
------	---	-------------	--------	---	-------------	--------

Источник №0004 – Аварийный привод лебелки БУ - ZI-30

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH₄, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 3.6 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100 Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 150 Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 150 \cdot 100 = 0.1308 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1308 / 0.531396731 = 0.24614378 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
Б	3.1	3.8 4	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.085333333	0.04608	0	0.085333333	0.04608
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013866667	0.007488	0	0.013866667	0.007488
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.003968333	0.002057148	0	0.003968333	0.002057148

033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.018	0	0.033333333	0.018
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.086111111	0.0468	0	0.086111111	0.0468
070 3	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000095	0.000000072	0	0.000000095	0.000000072
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	0.000514296	0	0.0009525	0.000514296
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете наC); Растворитель РПК-265П) (10)	0.023015833	0.012342852	0	0.023015833	0.012342852

Источник №0005-0006 – ЛВС бурового насоса БУ – ZI-30 (расчет произведен на 1 источник)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{год}}$, т, 66.4 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 735

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 83.6

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 83.6 \cdot 735 = 0.53580912 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.53580912 / 0.531396731 = 1.00830338 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.1 2	1.2E- 5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E- 5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{\text{mi}} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{ji}} \cdot B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.568	2.1248	0	1.568	2.1248
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2548	0.34528	0	0.2548	0.34528
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.102083333	0.1328	0	0.102083333	0.1328
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.245	0.332	0	0.245	0.332
033 7	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.265833333	1.7264	0	1.265833333	1.7264
070 3	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000245	0.000003652	0	0.00000245	0.000003652
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0245	0.0332	0	0.0245	0.0332
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.592083333	0.7968	0	0.592083333	0.7968

Источник №0007. Перемещаемая паровая установка (ППУ).

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 18.9 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 350

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 350 \cdot 100 = 0.3052 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.3052 / 0.531396731 = 0.574335486 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	C O	NOx	C H	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.1 2	1.2E- 5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_i / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{vi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.6048	0	0.213333333	0.6048
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.09828	0	0.034666667	0.09828
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.0378	0	0.013888889	0.0378
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.0945	0	0.033333333	0.0945
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)(584)	0.172222222	0.4914	0	0.172222222	0.4914
070 3	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.00000104	0	0.000000333	0.00000104
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.00945	0	0.003333333	0.00945
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)(10)	0.080555556	0.2268	0	0.080555556	0.2268

Источник №0008. Смесительная установка СМН-20.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 12.45 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 177

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 130.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 130.3 * 177 = 0.201110232 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.201110232 / 0.531396731 = 0.378455907 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки докапитального ремонта

Группа	C O	NOx	C H	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.1 2	1.2E- 5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки докапитального ремонта

Группа	C O	NOx	C H	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E- 5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_2 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	0.3984	0	0.3776	0.3984
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	0.06474	0	0.06136	0.06474
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	0.0249	0	0.024583333	0.0249
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	0.06225	0	0.059	0.06225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	0.3237	0	0.304833333	0.3237
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000059	0.000000685	0	0.00000059	0.000000685
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	0.006225	0	0.0059	0.006225
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете наC); Растворитель РПК-265П) (10)	0.142583333	0.1494	0	0.142583333	0.1494

Источник №0009. Дизельная электростанция для освещения 200кВт

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 46.44 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_2 , кВт, 200 Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 215 Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_p * P_p = 8.72 * 10^{-6} * 215 * 200 = 0.37496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.37496 / 0.531396731 = 0.705612169 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки докапитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
Б	3.1	3.8 4	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки докапитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.170666667	0.594432	0	0.170666667	0.594432
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.027733333	0.0965952	0	0.027733333	0.0965952
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007936667	0.026537209	0	0.007936667	0.026537209
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.2322	0	0.066666667	0.2322
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.60372	0	0.172222222	0.60372
070 3	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000019	0.000000929	0	0.00000019	0.000000929
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001905	0.006634418	0	0.001905	0.006634418

275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.046031667	0.159222791	0	0.046031667	0.159222791
----------	--	-------------	-------------	---	-------------	-------------

Источник №0010. Цементировочный агрегат ПА-320.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 8.4 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 177

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 88

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 177 = 0.13582272 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.13582272 / 0.531396731 = 0.255595701 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	C O	NOx	C H	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.1 2	1.2E- 5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	C O	NOx	C H	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E- 5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	0.2688	0	0.3776	0.2688
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	0.04368	0	0.06136	0.04368
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	0.0168	0	0.024583333	0.0168

033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	0.042	0	0.059	0.042
033 7	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	0.2184	0	0.304833333	0.2184
070 3	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000059	0.000000462	0	0.00000059	0.000000462
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	0.0042	0	0.0059	0.0042
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.142583333	0.1008	0	0.142583333	0.1008
	(Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете наC); Растворитель РПК-265П) (10)					

Источник №6005. Емкость бурового шлама.

Исходные данные:			
Вемкостей	50	м	
		3	
n	2	ш	
		т.	
T	1080	ч	
		а	
Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:			
Пс = Fом * g * K11/3,6	2	м	0,017 г/сек
F – площадь испарения, м²;	6	м²	
g – удельный выброс	0,02	кг/ч*м²	
K11 – коэффициент, зависящий от укрытия емкости.	0,5		
Годовой выброс углеводородов (C12-C19) в атмосферу рассчитывается по формуле:			
Пг = Пс * T * 3,6/1000			0,0648 т/год
T- время работы, час			
<i>Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО"КазТрансОйл" НД, Астана, 2005</i>			

Источник №6006. Блок приготовления бурового растворов.

Наименование	Обоз н.	Ед. изм.	Кол- во	Расч ет	Резуль т
Исходные данные:					
Время работы	T	час	10 80		
Объем работ	B	тонн	15 0		
Коэф.учитывающ. высоту пересыпки			0,4		
Влажность		%	1		

Расчет:				
$g = K1 * K2 * K3 * K4 * K5 * K7 * G * B * 1000000 / 3600$				
Объем пылевыведения, где	Gc	г/с	0416 Смесь углеводородов	0,00667
Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		предельных C6-C10	0,05
Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂			0,01
Коэф.учитывающий метеоусловия	K ₃			1,2
Коэф.учитывающий мест.условия	K ₄			1
Коэф.учит.влажность материала	K ₅			0,9
Коэф.учит. крупность материала	K ₇	т/час т/г од	M=Q*T*3600/1000000	0,8
при размере куска 3-5 мм				
Суммарное количество перерабатываемого материала	G			0,13889
Общее пылевыведение	M			0,02592
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014 №221-п				

Источник №6007. Блок приготовления цементного раствора.

K1	Весовая доля пылевой фракции в материале	0,04
K2	Доля пыли, переходящий в аэрозоль	0,03
K3	Коэффициент, учитывающий среднюю скорость ветра	1,2
K4	Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла	1
K5	Коэффициент, учитывающий влажность материала	0,9
K7	Коэффициент, учитывающий крупность материала	1
G	Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час	0,25
B	Коэффициент, учитывающий высоту падения материала	0,5
Rt2	Время работы узла переработки в год, часов	1080
Максимально разовый выброс пыли при пересыпке материала, г/с $G \text{ г/с} = K1 * K2 * K3 * K4 * K5 * K7 * B * G * 1000000 / 3600$		
Валовый выброс пыли при пересыпке материала. т/год $M \text{ т/год} = K1 * K2 * K3 * K4 * K5 * K7 * B * G * Rt2$		
G г/с	2908 Пыль неорганическая 70-20% двуокиси кремния	0,0450
M т/год		0,1750
Хранение		
Rt	Период хранения материала составит час/скв	1080
K3	Коэффициент, учитывающий среднюю скорость ветра	2
K4	Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла	0,005
F	Поверхность пылевыведения в плане, м2	100
K6	Коэффициент, учитывающий профиль поверхности складированного материала	1,3
q	Унос пыли с 1м2 фактической поверхности материала, г/м2*сек	0,003

Максимально разовый выброс пыли при хранении, г/с $G \text{ г/с} = K3 * K4 * K5 * K6 * K7 * q * F$		
Валовый выброс пыли при пересыпке материала. т/год $M \text{ т/год} = K3 * K4 * K5 * K6 * K7 * q * F * R_{т} * 0,0036$		
G г/с	2908 Пыль неорганическая 70-20% двуокиси кремния	0,003 51
M т/год		0,013 65
Итого выбросы по веществам:		
G г/с	2908 Пыль неорганическая 70-20% двуокиси кремния	0,048 5
M т/год		0,188 61
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014 №221-п.		

При испытании скважины

Источник №0011. Агрегат УПА-60/80.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 11.15 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 294

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 158

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 158 * 294 = 0.40506144 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.40506144 / 0.531396731 = 0.762258058 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.1 2	1.2E- 5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E- 5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/го д с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.6272	0.3568	0	0.6272	0.3568
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.10192	0.05798	0	0.10192	0.05798
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.040833333	0.0223	0	0.040833333	0.0223
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.098	0.05575	0	0.098	0.05575
033 7	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.506333333	0.2899	0	0.506333333	0.2899
070 3	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000098	0.000000613	0	0.00000098	0.000000613
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0098	0.005575	0	0.0098	0.005575
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	0.236833333	0.1338	0	0.236833333	0.1338
	Растворитель РПК-265П) (10)					

Источник №0012. Дизельная электростанция для освещения 200кВт

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 10.32 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 200 Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 215 Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 215 \cdot 200 = 0.37496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.37496 / 0.531396731 = 0.705612169 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
Б	3.1	3.8 4	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
--------	--------	-----	--------	---	-----	------	--------

Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002
---	----	----	---------	---------	---	---------	---------

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.170666667	0.132096	0	0.170666667	0.132096
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.027733333	0.0214656	0	0.027733333	0.0214656
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007936667	0.005897158	0	0.007936667	0.005897158
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.0516	0	0.066666667	0.0516
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)(584)	0.172222222	0.13416	0	0.172222222	0.13416
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000019	0.000000206	0	0.00000019	0.000000206
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001905	0.001474315	0	0.001905	0.001474315
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.046031667	0.035382842	0	0.046031667	0.035382842

Источник №0013. Цементировочный агрегат ПА-320.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 1.87 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 177

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 88

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 177 = 0.13582272 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.13582272 / 0.531396731 = 0.255595701 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки докапитального ремонта

Группа	C O	NOx	C H	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.1 2	1.2E- 5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки докапитального ремонта

Группа	C O	NOx	C H	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E- 5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_i / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Ко д	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/го д с очисткой
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	0.05984	0	0.3776	0.05984
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	0.009724	0	0.06136	0.009724
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	0.00374	0	0.024583333	0.00374
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	0.00935	0	0.059	0.00935
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)(584)	0.304833333	0.04862	0	0.304833333	0.04862
070 3	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000059	0.000000103	0	0.00000059	0.000000103
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	0.000935	0	0.0059	0.000935
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.142583333	0.02244	0	0.142583333	0.02244

Источник № 0014. Емкость дизельного топлива.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из

резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчет по п. 9

Нефтепродукт:Дизельное топливо Расчет

выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 333.2$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $COZ = 1.19$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 333.2$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 6) / 3600 = 0.00375$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 333.2 + 1.6 \cdot 333.2) \cdot 10^{-6} = 0.00093$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (333.2 + 333.2) \cdot 10^{-6} = 0.01666$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.00093 + 0.01666 = 0.0176$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0176 / 100 = 0.01755$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00375 / 100 = 0.00374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0176 / 100 = 0.0000493$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00375 / 100 = 0.0000105$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000105	0.0000493
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00374	0.01755

Источник № 0015. Емкость моторного масла.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 15), $C_{MAX} = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 10$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 10$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 3) / 3600 = 0.0002$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 10 + 0.15 \cdot 10) \cdot 10^{-6} = 0.000003$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (10 + 10) \cdot 10^{-6} = 0.000125$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000003 + 0.000125 = 0.000128$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000128 / 100 = 0.000128$ Максимальный из разовых

выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0002 / 100 = 0.0002$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
273	Масло минеральное нефтяное (веретенное,	0.000	0.000128
5	машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	2	

Источник № 0016. Емкость отработанного масла.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005Расчет по п. 9

Нефтепродукт:Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 15), $C_{MAX} =$

0.24

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $QOZ =$

2.5

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, QVL

= 2.5

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 3) / 3600$

= 0.0002

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6}$

= (0.15 \cdot 2.5 + 0.15 \cdot 2.5) \cdot 10^{-6} = 0.0000075

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (2.5 + 2.5) \cdot 10^{-6} = 0.00003125$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.0000075 + 0.00003125 = 0.000032$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000032 / 100 = 0.000032$ Максимальный из разовых

выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0002 / 100 = 0.0002$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
273	Масло минеральное нефтяное (веретенное,	0.000	0.000032
5	машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	2	

Источник № 6008. Насос для перекачки дизельного топлива.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачкиНефтепродукт:

Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.13$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 1608$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.13 \cdot 1 / 3.6 = 0.0361$ Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.13 \cdot 1 \cdot 1608) / 1000 = 0.209$ Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (впересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.209 / 100 = 0.2084$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0361 / 100 = 0.036$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.209 / 100 = 0.000585$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0361 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.000585
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036	0.2084

Источник № 0017-0018. Емкость для нефти.

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.
Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов** Нефтепродукт,
 $NPNAME =$ **Сырая нефть** Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 32$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.78$

$KTMAX = 0.78$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 60$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б,**

В

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение

$Krmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 60$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 100$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.779$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 100 / (0.779 \cdot 60) = 2.14$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 6$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 45$, $P = 45$ Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 38.9$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 38.9 + 45 = 68.3$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot (0.78 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 100 / (10^7 \cdot 0.779) = 0.00264$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 6) / 10^4 = 0.02345$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.00264 / 100 = 0.001913$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.02345 / 100 = 0.017$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.00264 / 100 = 0.000708$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.02345 / 100 = 0.00628$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.00264 / 100 = 0.00000924$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.02345 / 100 = 0.000082$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.00264 / 100 = 0.00000581$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.02345 / 100 = 0.0000516$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.00264 / 100 = 0.000002904$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.02345 / 100 = 0.0000258$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.00264 / 100 = 0.000001584$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.02345 / 100 = 0.00001407$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001407	0.000001584
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.017	0.001913
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00628	0.000708
060 2	Бензол (64)	0.000082	0.00000924
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000258	0.000002904
062 1	Метилбензол (349)	0.0000516	0.00000581

Источник № 0019. Плошак налива нефти.

Общий расход:	100	т/г
n	1	шт.
h	3,0	м
d	0,01	м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

максимальные
выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\pi}^{\max}}{3600} \quad \text{г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,01627 \quad \text{г/с}$$

$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 0,8

$V_{\pi}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час; 6

· годовые
выбросы:

$$G = (Y_{oz} \times B_{oz} + Y_{vk} \times B_{vk}) \times K_p^{\max} \times 10^6 + G_{xp} \times K_{nt} \times N_p \quad \text{т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,002463 \quad \text{т/год}$$

где:

$Y_{оз}$, $Y_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $Y_{оз}$ - 5,95 $Y_{вл}$ - 10,53
 $V_{оз}$, $V_{вл}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; $V_{оз}$ - 50,00 $V_{вл}$ - 50,0
 C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12; 12,2
 $G_{хр}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении нефти в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,22
 $K_{нп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0082
 N_p - количество резервуаров, шт. 1,0
 Максимально-разовый выброс: $M = CI \cdot M / 100$, г/с (5.2.4)
 Среднегодовые выбросы: $G = CI \cdot G / 100$, т/г (5.2.5)
 Значение (CI мас %) приведены в Приложении 14.

Определяемый параметр	Углеводороды						
	Предельные		Непредельные (по амиленам)	Ароматическое			
	C_1-C_5	C_6-C_{10}		Бензол	Толуол	Ксилол	Сероводород
CI мас %	72,46	26,8	-	0,35	0,22	0,11	0,06
M_i , г/с	0,01179	0,004359		0,0000569	0,000036	0,000018	0,000010
G_i , т/г	0,00178	0,00066		0,000015	0,000005	0,000003	0,000001

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферы из резервуаров" Астана, 2004г.

Источник №6009. Насос технологический.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час (табл. 8.1), $Q = 0.01$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_г = 240$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_г) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 240) / 1000 = 0.0024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных $C1-C5$ (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0024 / 100 = 0.00174$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных $C6-C10$ (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0024 / 100 = 0.000643$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0024 / 100 = 0.0000084$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0024 / 100 = 0.00000528$ Максимальный из разовых выброс, т/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0024 / 100 = 0.00000264$ Максимальный из разовых выброс, т/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0024 / 100 = 0.00000144$ Максимальный из разовых выброс, т/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.00000144
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5(1502*)	0.002014	0.00174
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.000643
060 2	Бензол (64)	0.00000973	0.0000084
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)(203)	0.00000306	0.00000264
062 1	Метилбензол (349)	0.00000612	0.00000528

Источник №6010. Скважина.

Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:		
Количество	1	шт.
Время работы	240	ч/г
Коэффициент использования оборуд.	1,157407 4	
углеводород C ₁ -C ₅ , cji	0,7246	доли/е д.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , cji	0,2680	доли/е д.
бензол, cji	0,3500	доли/е д.
толуол, cji	0,2200	доли/е д.
ксилол, cji	0,1100	доли/е д.
Фланцы, шт; nj	12	шт.
ЗРА, шт; nj	6	шт.
Расчеты:		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * C_{ji}, \quad \text{где}$		
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;		
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в		
неорганизованных выбросах в атмосферу по установке (предприятию), шт.;		
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;		

хн _{уj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, гн _{уj}	0,11			мг/с
утечки от ЗРА, гн _{уj}	3,61			мг/с
доля утечки ФС, хн _{уj}	0,05			
доля утечки ЗРА, хн _{уj}	0,07			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	1,14646			мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,42403			мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{ну бензол}	0,55377			мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{ну толуол}	0,34808			мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{ну ксилол}	0,16678			мг/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,00115	г/с	0,0009905	т/г
валовые выбросы, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,000424	г/с	0,0003664	т/г
валовые выбросы, Y _{ну бензол}	0,000554	г/с	0,0004785	т/г
валовые выбросы, Y _{ну толуол}	0,0003481	г/с	0,0003007	т/г
валовые выбросы, Y _{ну ксилол}	0,0001668	г/с	0,0001441	т/г
Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п				

Техническая рекультивация

Источник №6011. Планировка территории (тех. рекультивация).

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	48
1.2.	Объем работ	Gп	т/пер	480,0
1.3.	Количество перерабатываемого грунта	G	т/час	10,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot B \cdot G \cdot 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,02100
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий скорость ветра	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₄	(табл.3)	1,00
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₅	(табл.4)	0,01

	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P_6	(табл.5)	0,7
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,6
2. 2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0036
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014 №221-п.</i>				

Источник №6012. Пересыпка грунта (тех. рекультивация).

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1. 1.	Время работы	t	час/пер	48
1. 2.	Объем работ	$G_{п}$	т/пер	480,0
1. 3.	Количество перерабатываемого грунта	G	т/час	10,00
2	Расчет:			
2. 1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot B \cdot G \cdot 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,02100
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P_1	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P_2	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий скорость ветра	P_3	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P_4	(табл.3)	1,00
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P_5	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P_6	(табл.5)	0,7
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,6
2. 2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0036
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014 №221-п.</i>				

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Организованные источники:

Источник №0001 – Печь подогрева ППТ-0,63

Вид топлива - попутный газ. Печи марки ППТ-0,63

Исходные данные:

общий расход газа:	40,000	м3/час
n	1	шт.
h	3	м
d	0,2	м
T	40	°C
ρ	0	кг/м ³
	1,8	
	9	

Время работы: 2160 ч/г

Годовой расход газа, В: 163296,0 кг/г 163,2960 т/г

Секундный расход топлива, В_с: 75,6 кг/ч 21,000 г/с

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:

$$П_{CO} = 1,5 \cdot B \cdot 10^{-3},$$

$$\frac{П_{CO}}{O} = 0,03150 \quad \frac{г/сек}{г/сек} = 0,2449 \quad \frac{т/г}{од}$$

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$$П_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}, \text{ кг/час}$$

$$\frac{П_{NOx}}{O} = 0,05777 \quad \frac{кг/час}{г/сек} = 0,12480 \quad \frac{т/год}{0}$$

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$$C_{NOx} = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_f / Q_p) \cdot \alpha \cdot 0,5 \cdot (V_{cr} / V_r) \cdot 10^{-6}$$

$$\frac{C_{NOx}}{O} = 5,47034E-05 \quad \frac{кг/м^3}{г/сек}$$

где:

Отношение V_{cr}/V_r при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1: V_{cr}/V_r= 0,81
 где - Q_ф= (29,4*Э*В)/η - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

	QФ=	3600,676	МДж/ч
п- количество форсунок	8 п	1 шт	
Q _p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (Мдж/ч;		1080 0	МДж/ч
принимается по паспорту), В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформациииоксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)			
M _{NO2} = 0,8 M _{NOx} ,	MNO2 * ПNOx =	0,01284 г/с	0,0998 т/го д
	μN O		
M _{NO} = (1-0,8)M _{NOx} ----- = 0,13M _{NOx} ,	MNO * ПNOx =	0,00209 г/с	0,0162 т/го д
	μNO2		
где μ _{NO} и μ _{NO2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.			
Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :			
ПСН4 = 1,5* В *10-3, кг/ч	ПСН4	0,031 г/с	0,2449 т/го д
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:		5	
V _г = 7,84*а*В*Э, где			1056,199 м ³ /ч
В - расход топлива, кг/час			75,6 кг/ч ас
а - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:			1,1
Э –энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)			1,62
Объем газов на выходе из дымовой трубы:			
V = $\frac{V_{г} * (273 + t)}{273 * 3600}$			1,1 5 м ³ /с кг/ч
где В - расход топлива;			75,6 0

t - температура уходящих газов;
Скорость газов на выходе из дымовых
труб:

800 °C

$W = V / F$, где $F = (\pi * d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы

36,724 м/с

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производственефтепродуктов

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01284	0,0998
30 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00209	0,0162
33 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,03150	0,2449
41 0	Метан (727*)	0,03150	0,2449

Источник №0002 – Печь подогрева ППТ-0.63

Вид топлива - попутный газ. Печи марки ПП-0,63

Исходные данные:

общий расход газа: 20,000 м3/час

n 1 шт.

h 3 м

d 0,2 м

T 400 °C

p 1,89 кг/м³

Время работы: 2160 ч/г

Годовой расход газа, В: 81648,0 кг/г

Секундный расход топлива, В_с: 37,8 кг/ч

Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубах **печка** **определяется по формуле:**

$\Pi_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$, **ПС** **0,01575 г/сек** **0,1225 т/г**

О

од

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

$$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}, \text{ кг/час}$$

P_{NOx}	C_{NOx}	0,014444	кг/час	
P_{NOx}	C_{NOx}	0,0040123	г/с	0,031200
				м/г
				од

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * \alpha * 0,5 * (V_{cr} / V_r) * 10^{-6}$$

где:

Отношение V_{cr} / V_r при коэффициентах избытка воздуха α , принимается по таблице 5.1:

где $Q_f = (29,4 * \Sigma B) / n$ - фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

$$Q_f = \frac{1800,338}{4} \text{ МДж/ч}$$

n - количество форсунок

$$n = 1 \text{ шт}$$

Q_p – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (Мдж/ч;

$$\frac{1080}{0} \text{ МДж/ч}$$

принимается по паспорту),

В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}, \quad M_{NO_2} * P_{NOx} = 0,00321 \text{ г/с} \quad 0,0250 \text{ т/год}$$

$$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}, \quad M_{NO} * P_{NOx} = 0,00052 \text{ г/с} \quad 0,0041 \text{ т/год}$$

μ_{NO_2}

где μ_{NO} и μ_{NO_2} молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46 соответственно; 0,8 -

коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Количество выбросов метана при сжигании в трубчатых печах рассчитывается по следующей формуле :

$$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}, \text{ кг/ч}$$

P_{CH_4}	B	0,015	г/с	0,1225	м/г
		8			од

Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:

$V_{\Gamma} = 7,84 \cdot a \cdot B \cdot \Xi$, где

B - расход топлива, кг/час

a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

Ξ —энергетический эквивалент топлива для газа (таб.5.1)

Объем газов на выходе из дымовой трубы:

528,099 м³/ч

37,8 кг/ч
ас

1,1

1,62

$$V = \frac{V_{\Gamma} \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$$

где B - расход топлива;

t - температура уходящих газов;

Скорость газов на выходе из дымовых труб:

0,5 м³/с
8

кг/ч

37,8
0

800 °C

$W = V / F$, где $F = (\pi \cdot d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы

18,362 м/с

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производственефтепродуктов

<i>Ko</i> <i>д</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
30 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,00321	0,0250
30 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00052	0,0041
33 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,01575	0,1225
41 0	Метан (727*)	0,01575	0,1225

Источник №0003 – Дренажная емкость V-100 м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов** Нефтепродукт,
NPNAME = Сырая нефть Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN**
 = -20 Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.13**

KTMIN = 0.13

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 32**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.78**

KTMAX = 0.78

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 100** Количество

резервуаров данного типа, **NR = 1** Количество групп одноцелевых

резервуаров, **KNR = 1** Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1** Значение

Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1** Коэффициент, **KPSR**

= **0.1** Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 100**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 44550**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.779**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 44550 / (0.779 · 100) = 571.9**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 12** Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 45**

, **P = 45**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 38.9**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 38.9 + 45 = 68.3** Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 45 · 68.3 · (0.78 · 1 + 0.13) · 0.1 · 1.35 · 44550 / (10⁷ · 0.779) = 0.635**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 45 · 68.3 · 0.78 · 0.1 · 1 · 12) / 10⁴ = 0.0469**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.635 / 100 = 0.46** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0469 / 100 = 0.034**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.635 / 100 = 0.1702** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0469 / 100 = 0.01257**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.635 / 100 = 0.002223** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0469 / 100 = 0.000164**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.635 / 100 = 0.001397** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.0469 / 100 = 0.0001032**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.635 / 100 = 0.000699$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0469 / 100 = 0.0000516$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.635 / 100 = 0.000381$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0469 / 100 = 0.00002814$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00002814	0.000381
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.034	0.46
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01257	0.1702
060 2	Бензол (64)	0.000164	0.002223
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000516	0.000699
062 1	Метилбензол (349)	0.0001032	0.001397

Источник №0004 – Дренажная емкость V-100 м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть** Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -20** Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.13**

KTMIN = 0.13

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 32**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.78**

KTMAX = 0.78

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 100** Количество резервуаров данного типа, **NR = 1** Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1** Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1** Значение

Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1** Коэффициент, **KPSR = 0.1**

= 0.1 Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 100**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 44550**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.779**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 44550 / (0.779 · 100) = 571.9**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 12** Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 45**

, **P = 45**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 38.9**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 38.9 + 45 = 68.3** Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 45 · 68.3 · (0.78 · 1 + 0.13) · 0.1 · 1.35 · 44550 / (10⁷ · 0.779) = 0.635**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB ·**

$$VC_{MAX} / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 12) / 10^4 = 0.0469$$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.635 / 100 = 0.46$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0469 / 100 = 0.034$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.635 / 100 = 0.1702$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0469 / 100 = 0.01257$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.635 / 100 = 0.002223$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0469 / 100 = 0.000164$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.635 / 100 = 0.001397$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0469 / 100 = 0.0001032$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.635 / 100 = 0.000699$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0469 / 100 = 0.0000516$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.635 / 100 = 0.000381$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0469 / 100 = 0.00002814$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00002814	0.000381
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.034	0.46
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10(1503*)	0.01257	0.1702
060 2	Бензол (64)	0.000164	0.002223
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000516	0.000699
062 1	Метилбензол (349)	0.0001032	0.001397

Источник №0005 – Факел

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ отфакельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка:

: Эксплуатация
Источник: 0005
Наименование: Факел
Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: Бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси. Состав смеси

задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	4.14	1.33907311	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.85	2.94031279	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	33.8	30.0499748	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	37.28	43.6867527	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	14.4	20.9470666	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	1.49	0.84160976	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **49.599995** Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³ (прил.3,(7)): **2.214285491** Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.060459$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.060459 * (32 + 273) / 49.599995)^{0.5} = 233.6561081$$

где T_o - температура смеси, град.С; Объемный расход

B , м³/с: **0.0012** Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.0012 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.067906109$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0012 * 2.214285491 = 2.657142589$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000290624 < 0.2$, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 3.82) * 49.5999950) = 84.66485067$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **3.82**;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
033 7	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.053142852
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0063771
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0010363
041 0	Метан (727*)	0.0005	0.001328571
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.005314285

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.6571426 * (3.67 * 0.9984000 * 84.6648507 + 0.1952101) - 0.0531429 - 0.0013286 - 0.0053143 = 8.18846477$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 4.14 + 152 * 4.85 + 218 * 33.8 + 283 * 37.28 + 349 * 14.4 + 56 * 0 =$$

$$24035.41$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_o$ -

содержание этана, %; $[C_3H_8]_o$ - содержание

пропана, %; $[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (49.599995)^{0.5} = 0.338$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.15996001$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода; Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.15996001) = 26.2568759$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{нз}$, м³/м³ (12):

$$V_{нз} = 1 + V_o = 1 + 26.2568759 = 27.2568759$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{нз}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 32 + (24035.41 * (1-0.338) * 0.9984) / (27.2568759 * 0.4) = 1489.061988$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С; при условии, что

$1200 < T_o < 1500$, $C_{nc} = 0.38$ Температура горения T_z , град.С

(10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 32 + (24035.41 * (1-0.338) * 0.9984) / (27.2568759 * 0.38) = 1565.749461$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0012 * 27.2568759 * (273 + 1565.749461) / 273 =$$

$$0.220301388$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 2.25 + 15 = 17.25$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.220301388 / 0.3885^2 = 1.853697691$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 2920;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
033 7	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.053142852	0.558637658
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.006377142	0.067036519
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001036286	0.010893434
041 0	Метан (727*)	0.001328571	0.013965941
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.005314285	0.055863766

Источник №0006 - 0012 – Резервуары для нефти V-50 м3. (Расчет произведен от 1ист.)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п 5.

Вид выброса, VV = Выбросы паров нефти и бензинов Нефтепродукт,
 $NPNAME$ = Сырая нефть Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN$
 = -20 Коэффициент Kt (Прил.7), KT = 0.13

$$KTMIN = 0.13$$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX$ = 32

Коэффициент K_t (Прил. 7), $K_t = 0.78$

$K_{TMAX} = 0.78$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $V = 50$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых

резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{PSR} (Прил. 8), $KPSR = 0.1$ Значение

K_{PMAX} (Прил. 8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR$

$= 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 12729$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.779$

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 12729 / (0.779 \cdot 50) = 326.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 16$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 45$

, $P = 45$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 38.9$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 38.9 + 45 = 68.3$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (K_{TMAX} \cdot KB + K_{TMIN}) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot (0.78 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 12729 / (10^7 \cdot 0.779) = 0.1814$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot K_{TMAX} \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 16) / 10^4 = 0.0625$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1814 / 100 = 0.1314$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0625 / 100 = 0.0453$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1814 / 100 = 0.0486$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0625 / 100 = 0.01675$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1814 / 100 = 0.000635$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0625 / 100 = 0.0002188$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1814 / 100 = 0.000399$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0625 / 100 = 0.0001375$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1814 / 100 = 0.0001995$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0625 / 100 = 0.0000688$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1814 / 100 = 0.0001088$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0625 / 100 = 0.0000375$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000375	0.0001088
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0453	0.1314
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10(1503*)	0.01675	0.0486
060 2	Бензол (64)	0.0002188	0.000635
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000688	0.0001995
062 1	Метилбензол (349)	0.0001375	0.000399

Источник №0013 - 0014 – Дренажная емкость V-8 м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов** Нефтепродукт,
NPNAME = Сырая нефть Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN**
= -20 Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.13**

KTMIN = 0.13

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 32**
Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.78**

KTMAX = 0.78

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 8** Количество
резервуаров данного типа, **NR = 1** Количество групп одноцелевых
резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В** Значение
Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1** Значение Kpmax(Прил.8),

KPM = 0.1 Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 8**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 16**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.782**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 16 / (0.782 · 8) = 2.56**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во
время его закачки, м3/час, **VCMAX = 3** Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS =**
45

, **P = 45**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 38**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 38 + 45 = 67.8** Среднегодовые выбросы паров
нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 45 ·**
67.8 · (0.78 · 1 + 0.13) · 0.1 · 2.5 · 16 / (10⁷ · 0.782) = 0.0004175

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB ·**
VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 45 · 67.8 · 0.78 · 0.1 · 1 · 3) / 10⁴ = 0.01164

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.0004175 / 100 = 0.0003025**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.01164 / 100 = 0.00843**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.000112$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01164 / 100 = 0.00312$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.0000146$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01164 / 100 = 0.0000407$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.00000919$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01164 / 100 = 0.0000256$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.00000459$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01164 / 100 = 0.0000128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.000002505$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01164 / 100 = 0.00000698$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000698	0.000002505
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00843	0.0003025
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00312	0.000112
060 2	Бензол (64)	0.0000407	0.0000146
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000128	0.00000459
062 1	Метилбензол (349)	0.0000256	0.00000919

Источник №0015 – ЛЭС 108 кВт (резерв.)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH₄, C₂H₆ и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 35.4 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 108 Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 75 Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов
 Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 75 \cdot 108 = 0.070632 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.070632 / 0.494647303 = 0.142792652 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки, послекапитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
Б	3.7	3.6 4	1.02857	0.18571	1.3	0.04286	4.28E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки, послекапитального ремонта

Группа	С О	NOx	С Н	С	SO2	CH2O	Б П
Б	15. 5	15. 2	4.28571	0.71429	5.1	0.17143	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.08736	0.430464	0	0.08736	0.430464
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.014196	0.0699504	0	0.014196	0.0699504
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0055713	0.025285866	0	0.0055713	0.025285866
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.039	0.18054	0	0.039	0.18054
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)(584)	0.111	0.5487	0	0.111	0.5487
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000128	0.000000708	0	0.000000128	0.000000708
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0012858	0.006068622	0	0.0012858	0.006068622
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0308571	0.151714134	0	0.0308571	0.151714134

Источник №0016 – Емкость для д/т (ЛЭС)

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9 Нефтепродукт:Дизельное топливо
Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 17.7$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $COZ = 1.19$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 17.7$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 6) / 3600 = 0.00375$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 17.7 + 1.6 \cdot 17.7) \cdot 10^{-6} = 0.0000494$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (17.7 + 17.7) \cdot 10^{-6} = 0.000885$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.0000494 + 0.000885 = 0.000934$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot MR / 100 = 99.72 \cdot 0.000934 / 100 = 0.000931$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot GR / 100 = 99.72 \cdot 0.00375 / 100 = 0.00374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot MR / 100 = 0.28 \cdot 0.000934 / 100 = 0.000002615$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot GR / 100 = 0.28 \cdot 0.00375 / 100 = 0.0000105$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000105	0.000002615
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00374	0.000931

Источник №6001 – 6037 – Насос технологический (Расчет произведен на 1 источник)

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.01$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$ Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.0876$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0635$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0235$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0003066$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0001927$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0000964$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0000526$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000526
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.0635
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10(1503*)	0.000745	0.0235
060 2	Бензол (64)	0.00000973	0.0003066
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000964
062 1	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0001927

Источник №6038 – 6039 – Сепаратор Арго (Расчет произведен на 1 источник)

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединениях запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:		
Количество	1	шт.
Время работы	8760	ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098	
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г	0,9400	доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	20	шт.
ЗРА, шт; n _j	10	шт.

Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^1 Y_{nyj} = \sum_{j=1}^1 < g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{nyj}	0,11			мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}	3,61			мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,05			
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,365			
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	12,48931			мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0124 9	г / с	0,3938 6	т/г
РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов ВВ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования" Самара, 2000г.				

Источник №6040 – 6041 – Манифольд (Расчет произведен на 1 источник)

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединениях запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,9400			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	18			шт.
ЗРА, шт; n _j	9			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^1 Y_{nyj} = \sum_{j=1}^1 < g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{н_иу_и} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
х _{н_иу_и} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{н_иу_и}	0,11			мг/с
утечки от ЗРА, g _{н_иу_и}	3,61			мг/с
доля утечки ФС, х _{н_иу_и}	0,05			
доля утечки ЗРА, х _{н_иу_и}	0,365			
выбросы вредного вещества, Y _{н_иу_и} C ₁ -C ₅	11,24038			мг/с
валовые выбросы, Y _{н_иу_и} C ₁ -C ₅	0,0112 4	г / с	0,3544 8	т/г
РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов ВВ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования" Самара, 2000г.				

Источник №6042 – 6078 – Скважина (Расчет произведен на 1 источник)

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединений запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:		
Количество	1	шт.
Время работы	8760	ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098	
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,9400	доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	18	шт.
ЗРА, шт; n _j	9	шт.
Расчеты:		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;		
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;		
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;		
g _{нуij} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);		
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);		

единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г/ну _j	0,11	мг/с	
утечки от ЗРА, г/ну _j	3,61	мг/с	
доля утечки ФС, хну _j	0,05		
доля утечки ЗРА, хну _j	0,365		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	11,24038	мг/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0112 4	г / с	0,3544 8 т/г
РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов ВВ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования" Самара, 2000г.			

Источник №6079 – 6080 – Двухфазный сепаратор (Расчет произведен на 1 источник)

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединений запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:		
Количество	1	шт.
Время работы	8760	ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098	
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,9400	доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	10	шт.
ЗРА, шт; n _j	5	шт.
Расчеты:		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 < g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;		
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;		
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;		
г _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);		
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);		
х _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);		
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).		
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)		
утечки от ФС, г/ну _j	0,11	мг/с
утечки от ЗРА, г/ну _j	3,61	мг/с

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

доля утечки ФС, хнуj	0,05			
доля утечки ЗРА, хнуj	0,365			
выбросы вредного вещества, YнуC ₁ -C ₅	6,24466			мг/с
валовые выбросы, YнуC ₁ -C ₅	0,0062 4	г / с	0,1969 3	т/г
РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов ВВ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования" Самара, 2000г.				

Источник №6081 – 6082. Газовый скруббер (ФС-11)

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

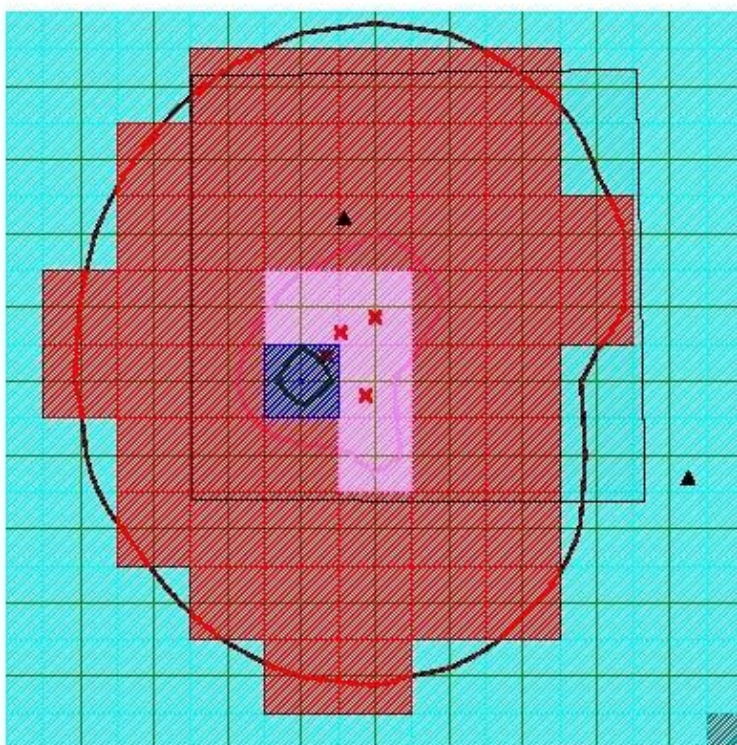
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , сji	0,9400			доли/ед.
Фланцы, шт; pj	1 1			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{m=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
p _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, гнуj	0,11			мг/с
доля утечки ФС, хнуj	0,05			
выбросы вредного вещества, YнуC ₁ -C ₅	0,05687			мг/с
валовые выбросы, YнуC ₁ -C ₅	0,000 06	г / с	0,001 79	т/г
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , сji	0,9400			доли/ед.
Фланцы, шт; pj	116			шт.
Расчеты:				

$Y_{ny} = \sum_{j=1}^1 Y_{nyj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y_{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g_{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x_{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g_{nyj}	0,11			мг/с
доля утечки ФС, x_{nyj}	0,05			
выбросы вредного вещества, $Y_{nyC_1-C_5}$	0,59972			мг/с
валовые выбросы, $Y_{nyC_1-C_5}$	0,0006 0	г / с	0,0189 1	т/г
<i>РД 39-142-00 "Методика расчета выбросов ВВ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования" Самара, 2000г.</i>				

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

ПК ЭРА v2.0
0301 Азота (IV) диоксид (4)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точка, группа N 01
- ▲ Расч. точка, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

— 0.506 ПДК
— 1.000 ПДК
— 3.116 ПДК
— 5.728 ПДК
— 7.292 ПДК
▨ 0.100 ПДК
▨ 0.506 ПДК
▨ 1.000 ПДК
▨ 3.116 ПДК
▨ 5.728 ПДК

0 110 330м.
Масштаб 1:11000



Условные обозначения:

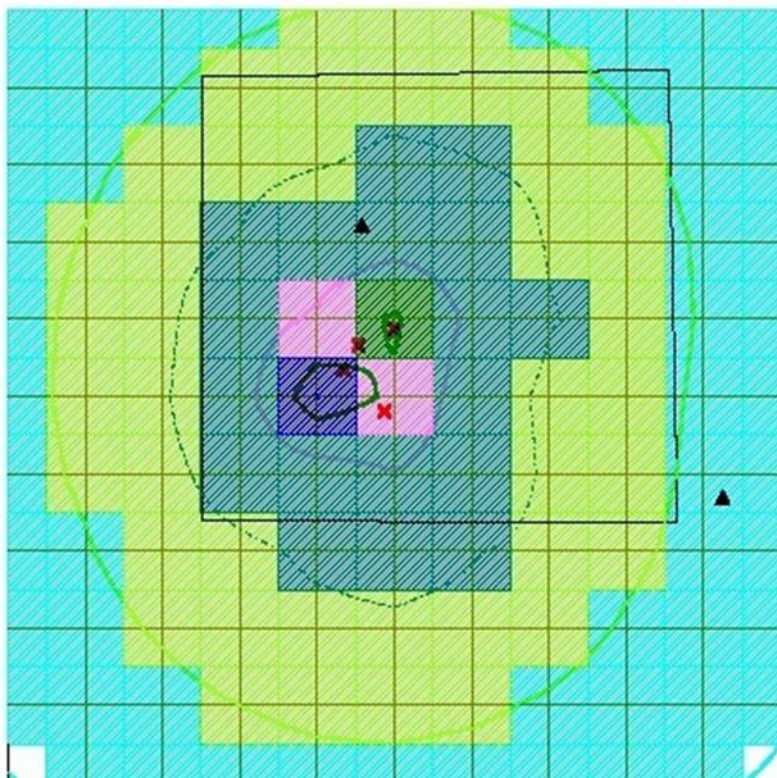
- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изоплэны в долях ПДК

- 0.041 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.253 ПДК
- 0.465 ПДК
- 0.593 ПДК
- ▨ 0.041 ПДК
- ▨ 0.050 ПДК
- ▨ 0.100 ПДК
- ▨ 0.253 ПДК

0 110 330м.
Масштаб 1 : 11000

Макс концентрация 0.5939122 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=120$
При опасном направлении 43° и опасной скорости ветра 2.52 м/с
Расчетный прямоугольник № 95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

— 0.019 ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.100 ПДК
— 0.343 ПДК
— 0.667 ПДК
— 0.961 ПДК
▨ 0.019 ПДК
▨ 0.050 ПДК
▨ 0.100 ПДК
▨ 0.343 ПДК

0 110 330м.
Масштаб 1:11000

Макс концентрация 0.8634068 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=120$
При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.26 м/с
Расчетный прямоугольник № 95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

- 0.028 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.128 ПДК
- 0.229 ПДК
- 0.289 ПДК
- 0.028 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.128 ПДК



Макс концентрация 0.2893376 ПДК достигается в точке $x=150$ $y=270$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник N95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

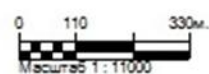


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

- 0.021 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.109 ПДК
- 0.198 ПДК
- 0.251 ПДК
- 0.021 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.109 ПДК



Макс концентрация 0.251568 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=120$
При опасном направлении 43° и опасной скорости ветра 2.68 м/с
Расчетный прямоугольник N95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

- 0.032 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.253 ПДК
- 0.473 ПДК
- 0.606 ПДК
- ▨ 0.032 ПДК
- ▨ 0.050 ПДК
- ▨ 0.100 ПДК
- ▨ 0.253 ПДК



Макс концентрация 0.606922 ПДК достигается в точке $x = 0$, $y = 120$
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.26 м/с
 Расчетный прямоугольник № 95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее население.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

17.10.2022 г

1. Город – Кызылординская область
2. Адрес – **Казахстан, Кызылординская область, Жалагашский района**
4. Организация, запрашивающая фон – ТОО «Саутс Ойл»
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Калжан**
6. Разрабатываемый проект – Проект разработки месторождения Калжан
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Кызылординская область, Жалагашский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

**ЛИЦЕНЗИЯ**08.08.2013 года01586P

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "Ast Nedra"
Республика Казахстан, г. Астана, район "Алматы", М.ЖУМАБАЕВА, дом № 25/4., БИН: 111140001722
(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
(наименование конкретного лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии генеральная

Особые условия действия лицензии (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар Комитет экологического регулирования и контроля . Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан,
(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ
(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи г.Астана





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01586Р

Дата выдачи лицензии 08.08.2013 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база

(место нахождения)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Ast Nedra"

Республика Казахстан, г.Астана, район "Алматы", М.ЖУМАБАЕВА, дом № 25/4., БИН : 111140001722
(полное наименование, местонахождение, бизнес идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования и контроля, Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан,
(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к
лицензии

001 01586Р

Дата выдачи приложения
к лицензии

08.08.2013

Срок действия лицензии

Место выдачи

г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ 5. **СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ И ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН**

