

УТВЕРЖДАЮ:

**Генеральный директор
ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»**
Шигамбаев Р.М.



2022 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
КЕНБУЛАК (по состоянию на 01.09.2022 г.)**

Договор №ДГ22-04-14 от 02.04.2022 г.

**Директор
ТОО «Effect Group»**



Калманова Г.Т.

г. Кызылорда, 2022 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	8
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами	8
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	10
1.2.1.	Климатические условия региона	10
1.2.2.	Рельеф района	15
1.2.3.	Гидрографическая сеть	15
1.2.4.	Растительный и животный мир	15
1.2.5.	Характеристика геологического строения	16
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения	16
1.2.5.2.	Тектоника	17
1.2.5.3.	Нефтегазоносность	18
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	22
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	22
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	22
1.4	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	22
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	24
1.5.1.	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	29
1.5.2.	Анализ выработки запасов нефти из пластов	32
1.5.3.	Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	32
1.5.4.	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	34
1.5.5.	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	36
1.5.6.	Состав и свойства растворенного газа	38
1.5.7.	Состав и свойства пластовых вод	40
1.5.8.	Запасы нефти и растворенного в нефти газа	42
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	45
1.7.	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	45
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	45
	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу	
1.8.1.	Оценка воздействия на окружающую среду	45
1.8.2.	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	48
1.9.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов	65
1.9.1.	Расчет количества образующихся отходов	65
1.9.2.	Процедура управления отходами	67
1.9.3.	Программа управления отходами	71
1.9.4.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	71
1.9.5.		73
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	74
3.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С	75

	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	
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	81
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)	97
	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	
4.2.	Различная последовательность работ.....	100
4.3.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	100
4.4.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	101
4.5.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	101
4.6.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	101
4.7.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.	101
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ	105
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	105
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	105
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	105
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	107
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	107
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	108
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	108
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	108
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	108
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	109
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) Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем.....	109
6.6.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	109
6.7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РАЗДЕЛЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	110
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РАЗДЕЛЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	111
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения	111
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)	111
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	112
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	113
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	113
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	114

ЛИКВИДАЦИИ	114
11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	114
11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	114
11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	115
11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	115
Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	116
11.5. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	117
11.6. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека	118
11.7. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	118
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 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ 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)	120
13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	121
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	122
15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	124
16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	125
17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	126
18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	127
19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	129
КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	130
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	134
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 КЕНБУЛАК» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично).

Контрактная территория недропользователя – ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в настоящее время находится на этапе разведки, период которого истекает «15» июля 2023 г.

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра.

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

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.

Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеназванному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., на основании чего между недропользователем и Компетентным органом подписано Дополнение № 8 (государственный регистрационный номер 5035-УВС от «11» марта 2022 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В связи с тем, что перспектива выявления залежей углеводородов на Контрактной территории будет связываться только с ловушками не антиклинального типа в зонах выклинивания коллекторов

нижнемелового и юрского разреза на сочленении грабен-синклиналей с горст-антиклиналями и с изменением Рабочей программы на период второго продления разведки до «15» октября 2013 г., возникла необходимость разработки нового проектного документа на геологоразведочные работы – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол № 240 от «24» октября 2011 г.) (1).

Наряду с поисково-разведочными работами в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 312 кв.км полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики МОГТ-3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-Паг и K1nc2_proд.

Согласно проектному документу «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» (1) в Кызылординской области Республики Казахстан» в 2012 г. были пробурены две поисковые скважины – Кенбулак-3 и Кенбулак-4.

Первооткрывательницей месторождения является скважина Кенбулак-3, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2013 г. на основании вышеназванного проектного документа пробурены поисковые скважины Кенбулак-2 и Кенбулак-5.

ТОО «Oil&Gas Consulting» в 2013 г. подготовлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г.». (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).

В 2018 г. был разработан новый проектный документ «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан», который был утвержден ЦКРиР (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.) (1).

В рамках вышеназванного проектного документа пробурены разведочные скважины Кенбулак-6 и Кенбулак-8.

Согласно вышеназванного проектного документа (1) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)» (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (1) явился основанием для разработки проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)» (1), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

В рамках вышеназванного проектного документа (1), прогнозные показатели пробной эксплуатации были предусмотрены до «15» октября 2022 г. и, ввиду получения продления периода разведки на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2021 г. составлен проектный документ – «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» (1), который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 26/14 от «11» мая 2022 г.).

В 2022 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)» (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

На основании вышеназванного утвержденного отчета по подсчету запасов нефти и растворенного газа (1), разработан настоящий проектный документ на промышленную разработку месторождения Кенбулак, в рамках которого предусматривается выделение четырех основных эксплуатационных объектов:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт М-0-3.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Кенбулак, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Авторы настоящего проектного документа выражают благодарность специалистам ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» за оперативное предоставление исходной геолого-геофизической и промысловой информации, а также за оказание консультативной помощи.

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБУЛАК (по состоянию на 01.09.2022 г.)»;
- фондовые материалы и литературные источники.

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.

Адрес Заказчика

ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»,
юридический адрес: КЫЗЫЛОРДИНСКАЯ
ОБЛАСТЬ, КЫЗЫЛОРДА Г.А.,
ТАСБУГЕТСКАЯ П.А., П.ТАСБУГЕТ, УЛИЦА
МУСТАФА ШОКАЙ, 17
БИН 020840003571

Адрес Исполнителя

ТОО «Effect Group»
Республика Казахстан,
120000, г. Кызылорда, ул. Байсеитова, дом 12.
Телефоны: 87770676529, 87024190246.
e-mail: effect_g@inbox.ru

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба (рисунок 1).

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 15 оС (до «минус» 40 оС), летом – «плюс» 27 оС (до «плюс» 43 оС).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен.

Абсолютные отметки поверхности варьируют от 130 м до 190 м

Строительные материалы в районе не обнаружены.

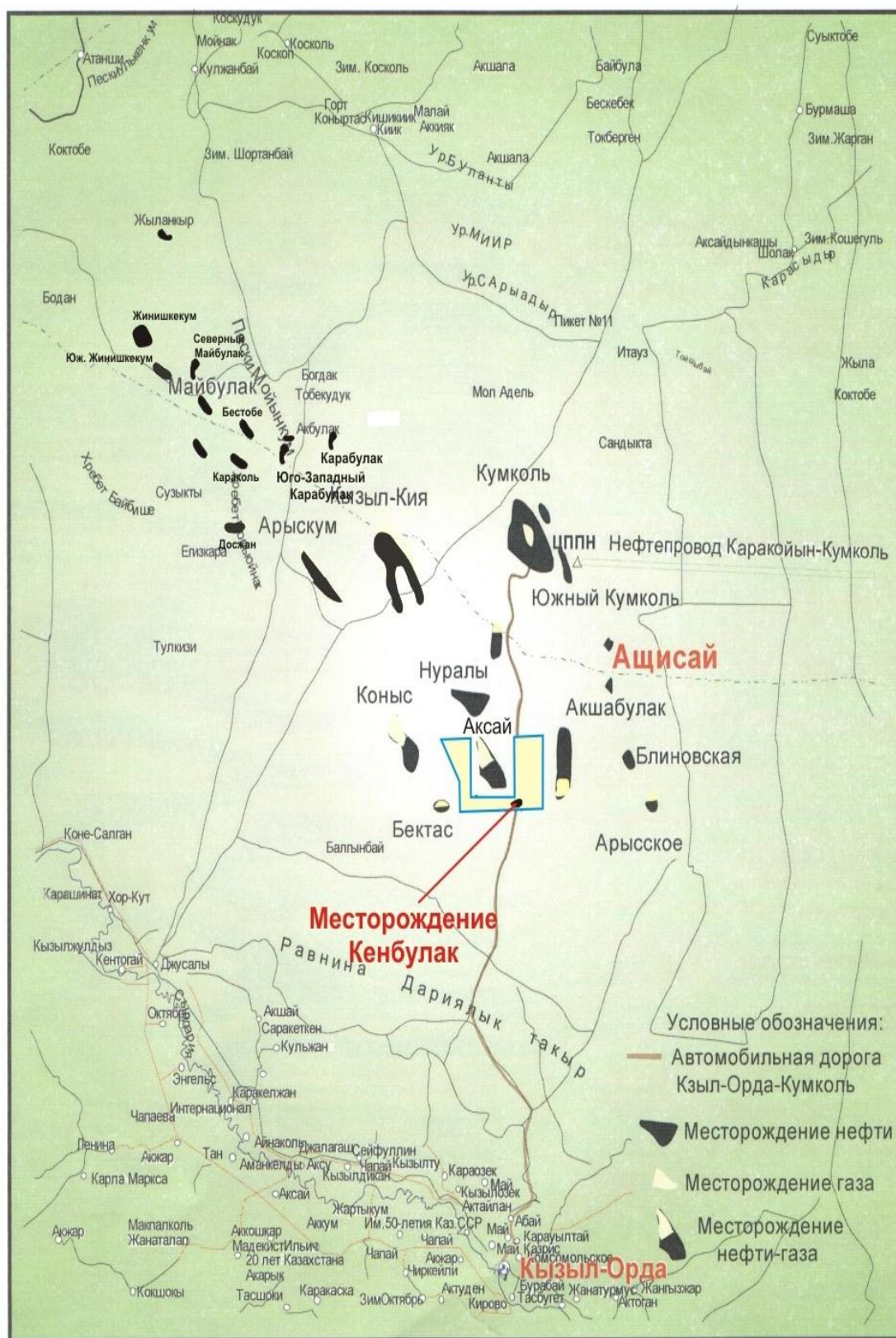


Рисунок 1. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон

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 □ 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
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40
Жосалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

Таблица 1.2-3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

Наименование	Месяцы,
--------------	---------

ие станции	год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Жосалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

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

Наименован ие станции	Температура				
	-10	-5	0	5	10
Саксаульская	1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
	15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
	288	253	226	200	173
Жосалы	14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
	24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X
	312	267	235	206	179
Злиха	14/II	4/III	17/III	31/III	12/IV
	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 (%)

Наименован ие станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Жосалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Жосалы, Злиха, расположенных в 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 (%)

Наименован ие 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)

Наименован ие 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	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

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	Год
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	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	45
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	49

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	Год
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Жосалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130

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	Год
Саксаульская	-	-	0,07	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	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Жосалы	0,02	-	0,1	0,05	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	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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

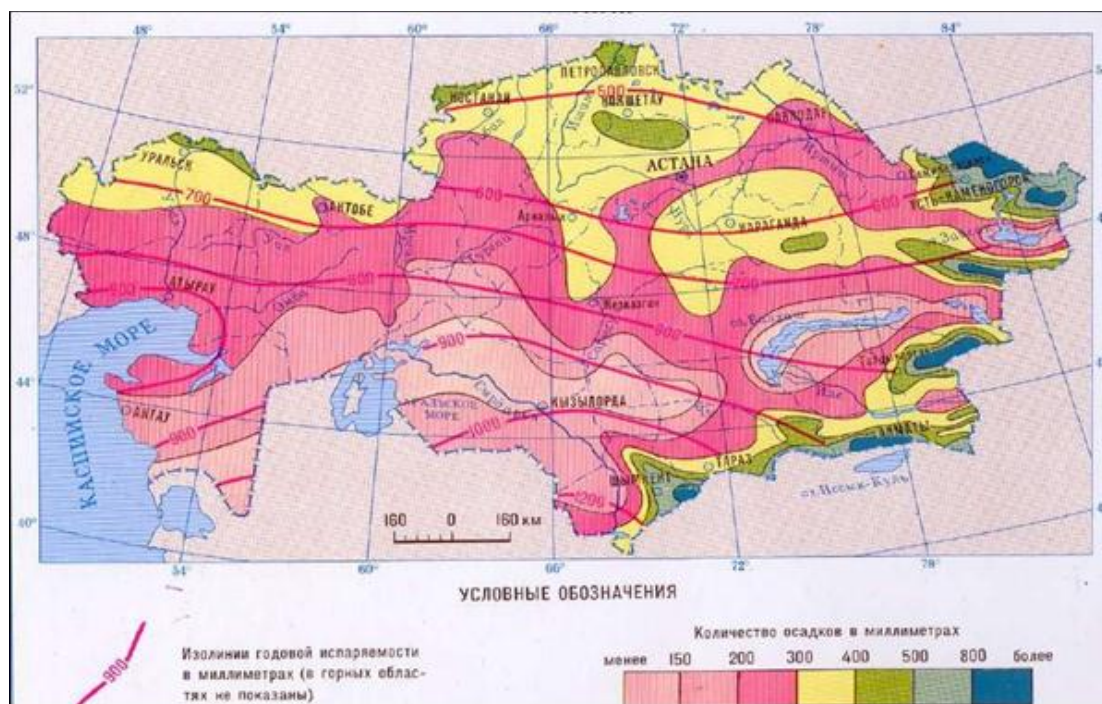


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.2.2. Рельеф района

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

Рельеф представлен слабоволнистой равниной с отдельными возвышениями 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. Водонесные 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 сидяцетковая, тмин песчаный).

На солонцах 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 Кенбулак расположено в юго-западной части Арыскупского прогиба, приурочено к Аксайской горст-антиклинали. Месторождение входит в район группы месторождений Кызылкия, Западный Нуралы, Нуралы, Аксай, Южный Аксай, Карабулак и др, поэтому его геолого-структурное строение идентично строениям этих месторождений. В геологическом строении всего Арыскупского прогиба и месторождения Кенбулак участвуют отложения палеозоя, юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичных систем.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана для Южно-Торгайского бассейна по пробуренным параметрическим скважинам с учетом ранее проведенных геологосъемочных и обобщающих тематических работ Института геологии и Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедиции в 1980-х г. Подробное описание геолого-структурного строения Арыскупского прогиба приведено в многочисленных отчетах по месторождениям, тематических отчетах и монографиях.

1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения (PR-PZ)

К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и осадочные терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами; метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы в кровельной части часто выветрелые и представлены корой выветривания, к которой нередко приурочен продуктивный горизонт PZ.

Возраст их устанавливается по сопоставлению с аналогичными образованиями хребтов Каратау и Улутау.

Палеозойская группа (PZ)

По материалам ГИС скважиной №3 вскрыты известняки, глинистые известняки, мергели с прослоями маломощных аргиллитов и алевролитов, предположительно живет-франского, фаменского ярусов средне–верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. На домезозойской поверхности эти породы местами выветрелые. К ним и карбонатным породам приурочен продуктивный горизонт PZ.

Вскрытая мощность разреза фундамента в пробуренных скважинах № Кенбулак-2– 65м, Кенбулак-3– 373м, Кенбулак-4– 109м, Кенбулак-5 - 94м.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система (J)

Юрские отложения Контрактной территории, представлены породами верхнего отдела, которые в районе работ выклиниваются на поверхность фундамента.

Меловая система (K)

Меловые отложения в практике работ в пределах Арыскупского прогиба в нижней части разреза по литологическому составу расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. На площади месторождения даульская свита не выделяется, поэтому в объеме свиты неокотские отложения нижнего мела расчленены на две толщи - нижнюю и верхнюю, в соответствии с представленными недропользователем геологическими и геофизическими материалами. Эти толщи выделены во всех временных сейсмических разрезах всей контрактной территории.

Нижний отдел (K1)

Неокотский надъярус (K1nc). В разрезе неокота выделяются две толщи: нижняя и верхняя, соответствующие нижнему и верхнему неокоту. Отложения арыскупского горизонта нижнего неокота нижнего мела на месторождении не выделяются, но они могут быть на склонах поднятий.

Толща нижнего неокота (K1nc1). Верхняя часть нижнего неокота (нижедаульской подсвиты), выделенная как толща нижнего неокота, сложена чередующимися пластами глин, песчаников, песков, гравелитов и алевролитов. Вскрытая толщина её колеблется от 40 (Кенбулак 3) до 85 м (Кенбулак 4).

Толща верхнего неокота (K1nc2) (по объему соответствует верхнедаульской подсвите) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина её варьирует от 202 (Кенбулак 5) до 300 (Кенбулак 4) м. К песчаникам и пескам верхнего неокота приурочены продуктивные горизонты М-0 (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4).

Апт – альбский ярусы (K1 a-al)

Карачетауская свита (K1a-al1-2)

Отложения карачетауской свиты представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 166-235 метров.

Нерасчлененные нижний и верхний отделы меловой системы (K1-2)

Альб – сеноманский ярусы (K1-2al3-s)

Кызылкинская свита (K1-2al3-s)

Отложения кызылкинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 208–218 м.

Верхний отдел (K2)

Нерасчлененный турон–сенон (K2t-sn)

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах кызылкинской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и серых глин. Толщина 442-454м.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями неоген-палеоген-четвертичной систем.

Нерасчлененные неоген – палеогеновые-четвертичные отложения (N–P–Q)

К неоген-палеоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыскупского прогиба. Толщина их от 34 до 327 м.

1.2.5.2. Тектоническое строение месторождения

Структурный план Контрактной территории представлен тремя основными элементами:

- восточным бортом Арыскупский грабен-синклинали (западный блок Контрактной территории);

- Акшабулакской грабень-синклиналью (восточный блок Контрактной территории);

- северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали.

Структура Кенбулак находится в пределах северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали (субширотная перемычка между западным и восточным блоками Контрактной территории).

В геологическом строении Контрактной территории участвуют породы двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют отложения палеозоя и протерозоя, которые вскрыты всеми скважинами. Собственно платформенный комплекс включает отложения верхнеюрского и нижнемелового возраста, локализованные в грабенах.

По данным интерпретации результатов сейсморазведки 3D и с использованием материалов ГИС по пробуренным скважинам в пределах Контрактной территории построены структурные карты по трем целевым отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-Паг и K1nc2.

Структурная карта по кровле ОГ-Паг наследовано повторяет строение структуры по кровле ОГ-PZ. Поднятие простирается с юга на север, его северо-восточный борт полого погружается в северном направлении с отметок -1300м до -1500м. В южной и юго-западной части структуры имеются выступы поверхности фундамента, к которым выклиниваются отложения арыскупского горизонта. Все скважины, пробуренные в сводовой части структуры Кенбулак по платформенным отложениям, оказались вне зоны развития арыскупского горизонта.

Структурный план отложений K1nc2 представляет собой брахиантиклинальную складку облекания, простирающуюся с юга на север, северо-восточный борт которого погружается в восточном направлении с отметки -940 м до -1010 м. В центральной части картируется брахиподнятие, имеющее два купола и примыкающие к южной границе контрактной территории. Размеры поднятия 2,9х0,8-3,0км с амплитудой более 20м по замкнутой изогипсе -960м.

Аналогично близлежащего месторождения Западный Тузколь, складки облекания наблюдаются далеко вверх по разрезу, включая палеогеновые отложения. Единственным изменением складок является уменьшение амплитуды и выполаживание свода.

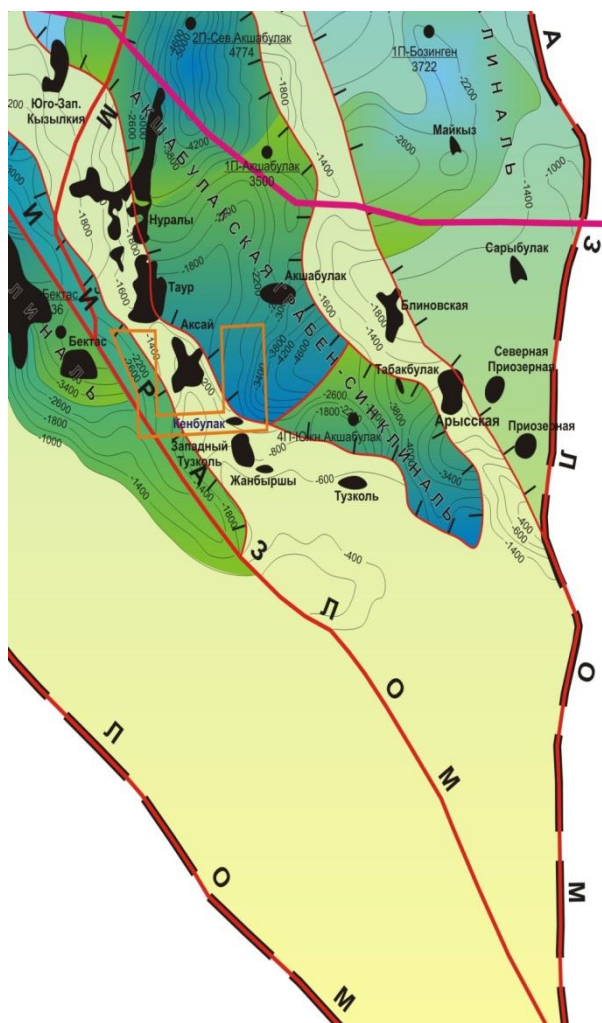


Рис.2. Тектоническая схема

1.2.5.3. Нефтегазоносность

Месторождение Кенбулак расположено в Арысском прогибе, который является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях мезозойской группы от нижнего отдела юры до верхнего отдела меловой системы.

По стратиграфической приуроченности, выявленные залежи нефти и газа в Арысском прогибе связаны с отложениями палеозоя, юры и нижнего мела.

Геологоразведочные работы, проведенные в значительных объемах, показали высокую перспективность бортовых частей Нижнесырдарьинского, Аксайского и Мынбулакского поднятий, связанных с террасами первой ступени.

Используя новые геологические концепции и применяя эффективные методики поиска и разведки, в Южно-Торгайском бассейне возможно открытие десятка от мелких до средних локальных месторождений с суммарными прогнозными запасами нефти 300 млн. тонн по величине равным запасам одного крупнейшего месторождения.

Месторождение Кенбулак расположено в пределах Арысского прогиба, входящего в состав Южно-Торгайского нефтегазоносного района, где выявлены и разрабатываются газонефтяные месторождения - Аксай, Арыс, Кумколь, Коньс, Бектас, Акшабулак и др.

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхненеомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены чередованием мелко- и среднезернистых слабосцементированных серых песчаников с коричневато-серыми, зеленовато-серыми, серыми,

глинистыми алевролитами слабосцементированным.

Границами залежей служат положения условных водонефтяных контактов, проведенных по подошве нефтенасыщенных пластов по данным, ГИС и линии литолого-фациального замещения коллекторов.

На месторождении Кенбулак продуктивными являются верхнеэокомские отложения нижнего мела.

В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской (К1а-а13) и верхнедаульской (К1пс2) свит.

Установленные горизонты вскрыты всеми пробуренными поисково-разведочными скважинами.

По типу резервуара залежи относятся к пластовым сводовым и литологически экранированным.

Продуктивный горизонт А-2 выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан тремя объектами в скважинах Кенбулак: 3, 8, 9.

В скважине Кенбулак-3 при испытании интервала 986-992 м (-825,6-831,6 м), получен приток нефти объемом 125,8 м.

В скважине Кенбулак-8 при опробовании интервала 978-988 м (-822,1-832,1 м), получено нефти объемом 28,4м3 за 28,8 часа, дебит нефти 23,6 м3/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-9 при испытании интервала 993,4-998,4 м (-830,0-835,0 м), скважина фонтанировала на 7-4 мм штуцере. При работе на 7 мм штуцере дебит нефти 52,72 м3/сут и на 4 мм штуцере 29,67 м3/сут.

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С1 равна 2,7 м, а для категории С2 – 1,4 м. Пористость – 0,24 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,52 д.ед. Площадь нефтеносности 2654 тыс.м2, высота залежи 20 м.

По данной залежи принят наклонный ВНК для северной части в районе скважины Кенбулак 9 на абсолютной отметке -836,7 м по подошве нефтеносного пласта, для центральной и южной части на абсолютной отметке -835,8 м по кровле водоносного пласта скважины Кенбулак 7. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь пластовая, сводовая.

Таблица 1.2-1. Обоснование положений ВНК, УВНК

Скважина	Нефть до отметки, в м		Вода с отметки, в м		Принятые контакты, в м	
	по ГИС	по опробованию	по ГИС	по опробованию	ВНК	УВНК
1	2	3	4	5	6	7
Горизонт А-2						
Кенбулак-2	-833,3	-	-846,3	-	-835,8 -836,7	
Кенбулак-3	-831,1	-831,6	-838,4			
Кенбулак-5	-825,0	-	-832,5			
Кенбулак-7	-833,9	-	-835,8			
Кенбулак-8	-833,0	-832,1	-837,9			
Кенбулак-9	-836,7	-835,0	-838,5			
Горизонт М-0-1-А						
Кенбулак-2	-956,4	-				-961,5
Кенбулак-3	-961,5	-969,6				
Кенбулак-5	-957,2	-				
Кенбулак-7	-959,3	-938,6				
Кенбулак-8	-957,3	-953,1				
Кенбулак-9	-954,9	-941,8				
Кенбулак-4	-966,1	-				-966,1
Горизонт М-0-1-Б						
Кенбулак-2	-974,5	-975,0				-979,2
Кенбулак-3	-978,8	979,1				
Кенбулак-5	-976,6	-				
Кенбулак-7	-979,2	-977,8				
Кенбулак-8	-975,6	-				

Кенбулак-9	-979,2	-970,2				
Горизонт М-0-2-А						
Кенбулак-2	-994,5	-			-995,0	
Кенбулак-3	-995,3	-993,4				
Кенбулак-5	-994,5	-				
Кенбулак-7	-994,4	-991,9	-996,6			
Кенбулак-8	-985,7	-				
Кенбулак-9	-992,3	-992,6	-995,0			
Горизонт М-0-2-Б						
Кенбулак-2	-1014,2	-1014,4			-1014,3	
Кенбулак-5	-1014,1	-				
Кенбулак-8	-1008,3	-1008,7				
Кенбулак-9	-1014,3	-	-1020,4			
Горизонт М-0-3						
Кенбулак-2	-1045,4				-1048,4	
Кенбулак-3	-1048,4		-1051,4			
Кенбулак-5	-1036,6	-1036,0				
Кенбулак-7	-1038,6	-1039,5				
Кенбулак-8	-1048,3	-1048,1				
Кенбулак-9	-1038,6	-	-1044,8		-1044,8	

По продуктивному горизонту М-0-1-А. выделены две нефтяные залежи в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием четырьмя объектами в скважинах Кенбулак: 3, 7, 8, 9.

Первая залежь выделена в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием четырьмя объектами в скважинах Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

В скважине Кенбулак-3 в результате испытания в интервалах 1114-1116 м (-953,6-955,6 м), 1119,5-1123 м (-958,6-969,6 м) получен пульсирующий фонтан нефти и растворенного газа в объеме 4-5 м3. Всего извлечено нефти объемом 32,86 м3. Пластовое давление составляет 8,257 МПа. Объект нефтеносный.

В скважине Кенбулак-7 при испытании интервала 1092,8-1094,8 м (-936,6-938,6 м), свабиrowанием получено нефти в объеме 29,48 м3 и 5,35 м3 пластовой воды за 39,17 часа. Дебит нефти 18,1м3/сут и воды 3,3 м3/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-8 опробован интервал 1105-1109 м (-1105-1109 м), получено нефти объемом 8,78 м3 за 68 часа, дебит нефти 3,10 м3/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-9 при испытании интервала 1101,7-1105,2 м (-938,3-941,8 м), свабиrowанием получен приток нефти объемом 37,62 м3 за 40,22 часа, дебит нефти 22,5м3/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3,4 м. Пористость – 0,21 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,54 д.ед. Площадь нефтеносности 2443 тыс.м2, высота залежи 25 м. УВНК принят на абсолютной отметке -961,5 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 3. Залежь пластовая, сводовая.

Вторая залежь выявлена в районе скважины Кенбулак-4. Продуктивность доказана по результатам интерпретации ГИС. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина второй залежи для категории С2 равна 1,7 м. Пористость – 0,21 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,45 д.ед. Площадь нефтеносности 193 тыс.м2, высота залежи 6 м. УВНК принят на абсолютной отметке -966,1 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 4.

Залежь пластовая, сводовая.

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак:- 2, 3, 5, 7, 8 и 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан четырьмя объектами в скважинах Кенбулак:- 2, 3, 7, 9.

В скважине Кенбулак-2 при испытании интервала 1124,4-1129,6 м (-969,8-975,0 м), извлечено нефти объемом 27,38 м3 и пластовой воды в объеме 13,64 м3 за 55,25 часа, дебит нефти - 11,9 м3/сут и дебит воды - 6,0 м3/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-3 из интервала 1132,9-1139,5 м (-972,5-979,1 м) получен фонтанный

приток нефти дебитом 44,8 м³/сут на 11 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,482 МПа.

В скважине Кенбулак-7 при испытании интервала 1130,6-1134,0 м (-974,4-977,8 м), свабиrowанием и фонтаниrowанием получено нефти в объеме 38,25 м³. При работе на 7 мм штуцере получено нефти 14,85 м³/сут.

В скважине Кенбулак-9 при опробовании интервала 1129,3-1133,6 м (-965,9-970,2 м), свабиrowанием получен приток нефти объемом 44,3 м³ за 54,6 часа, дебит нефти 19,5 м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 5,5 м. Пористость – 0,24 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,53 д.ед. Площадь нефтеносности 2477 тыс.м², высота залежи 14 м. ВНК принят на абсолютной отметке -979,2 м по подошве нефтеносного пласта скважин Кенбулак 7 и 9. Залежь пластовая, сводовая.

Продуктивный горизонт М-0-2-А. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 и 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан тремя объектами в скважинах Кенбулак: 3, 7, 9.

В скважине Кенбулак-3 при опробовании интервала 1150-1153,8м (-989,6-993,4 м), извлечено жидкости общим объемом 36,34 м³- из них 3,114 м³ нефти и 33,226 м³ тех. воды с уд.весом 1,01 г/см³.

В скважине Кенбулак-7 в результате опробование из интервалов 1139,4-1140,6 м (-983,3-984,5 м), 1144,5-1148,0 м (-988,4-991,9 м), фонтаниrowанием получено нефти объемом 47,18 м³. При работе 8 мм штуцере получено нефти в объеме 9,87 м³ за 37,3 часа, расчетный дебит нефти составил 16,3 м³/сут, при 5 мм штуцере дебит нефти равен 10,61 м³/сут.

В скважине Кенбулак-9 при опробовании интервалов 1137,8-1139,9 м (-974,4-976,5 м), 1152,0-1156,0 м (-988,6-992,6 м), извлечено нефти объемом 13,39 м³ и 13,16 м³ пластовой воды за 27,5 часа. Q_н=11,7м³/сут и Q_в=11,5 м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С1 равна 3,0 м, а для категории С2 – 3,9 м. Пористость – 0,23 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,50 д.ед. Площадь нефтеносности 1771 тыс.м², высота залежи 15 м. ВНК принят на абсолютной отметке -995,0 м по кровле водоносного пласта скважины Кенбулак 9.

Залежь пластовая, сводовая.

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан двумя объектами в скважине Кенбулак- 2, 8.

В скважине Кенбулак-2 при опробовании в интервале 1165,5-1169,0 м (-1010,9-1014,4 м), свабиrowанием и фонтаниrowанием получен приток нефти дебитом 38 м³/сут на 6 мм штуцере.

В скважине Кенбулак-8 при испытании интервала 1158,4-1164,6 м (-1002,5-1008,7 м), свабиrowанием получено нефти объемом 20,1 м³ за 44 часа, Q_н=10,9м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С1 равна 2,0 м, а для категории С2 – 1,7м. Пористость – 0,26 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,49 д.ед. Площадь нефтеносности 1077 тыс.м², высота залежи 17 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1014,3 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 9.

Залежь пластовая, сводовая.

По продуктивному горизонту М-0-3. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5 и 8 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием в скважинах Кенбулак: 5, 7, 8.

В скважине Кенбулак-5 при испытании интервала 1192-1195 м (-1033-1036 м), фонтаниrowанием получен приток нефти дебитом 81,6 м³/сут на 9 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,18 МПа.

В скважине Кенбулак-7 при опробовании интервала 1192,2-1195,7 м (-1036-1039,5 м), свабиrowанием получено нефти объемом 33,75 м³ и 30,5 м³ пластовой воды за 70 часов, Q_н=11,6м³/сут и Q_в=10,5 м³/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-8 при испытании интервала 1202-1204 м (-1046,1-1048,1 м), свабиrowанием получен приток нефти объемом 29,17 м³ за 55 часов, Q_н=12,7м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С1 равна 4,5 м, а для категории С2 – 1,5 м. Пористость – 0,26 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,51 д.ед. Площадь нефтеносности 2011 тыс.м².

По данной залежи принят наклонный ВНК для северной части в районе скважины Кенбулак 9 на абсолютной отметке -1044,8 м по кровле водоносного пласта, для южной части на абсолютной

отметке -1048,4 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 3. Залежь пластовая, сводовая.

1.3. 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

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично).

Контрактная территория недропользователя – ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в настоящее время находится на этапе разведки, период которого истекает «15» июля 2023 г.

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километров.

Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеназванному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки

месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., на основании чего между недропользователем и Компетентным органом подписано Дополнение № 8 (государственный регистрационный номер 5035-УВС от «11» марта 2022 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В связи с тем, что перспектива выявления залежей углеводородов на Контрактной территории будет связываться только с ловушками не антиклинального типа в зонах выклинивания коллекторов нижнемелового и юрского разреза на сочленении грабен-синклиналей с горст-антиклиналями и с изменением Рабочей программы на период второго продления разведки до «15» октября 2013 г., возникла необходимость разработки нового проектного документа на геологоразведочные работы – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол № 240 от «24» октября 2011 г.) (1).

Наряду с поисково-разведочными работами в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-ЗД в объеме 312 кв.км полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики МОГТ-ЗД было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-IIIa и K1nc2_proд.

Согласно проектному документу «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» (1) в Кызылординской области Республики Казахстан» в 2012 г. были пробурены две поисковые скважины – Кенбулак-3 и Кенбулак-4.

Первооткрывательницей месторождения является скважина Кенбулак-3, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2013 г. на основании вышеназванного проектного документа пробурены поисковые скважины Кенбулак-2 и Кенбулак-5.

ТОО «Oil&Gas Consulting» в 2013 г. подготовлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г.». (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).

В 2018 г. был разработан новый проектный документ «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан», который был утвержден ЦКРиР (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.) (1).

В рамках вышеназванного проектного документа пробурены разведочные скважины Кенбулак-6 и Кенбулак-8.

Согласно вышеназванного проектного документа (1) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керн, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)» (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (1) явился основанием для разработки проектного документа «Проект

пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)» (1), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

В рамках вышеназванного проектного документа (1), прогнозные показатели пробной эксплуатации были предусмотрены до «15» октября 2022 г. и, ввиду получения продления периода разведки на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2021 г. составлен проектный документ – «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» (1), который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 26/14 от «11» мая 2022 г.).

В 2022 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)» (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

На основании вышеназванного утвержденного отчета по подсчету запасов нефти и растворенного газа (1), разработан настоящий проектный документ на промышленную разработку месторождения Кенбулак, в рамках которого предусматривается выделение четырех основных эксплуатационных объектов:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт М-0-3.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Кенбулак, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Авторы настоящего проектного документа выражают благодарность специалистам ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» за оперативное предоставление исходной геолого-геофизической и промысловой информации, а также за оказание консультативной помощи.

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 Кенбулак.

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, 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.

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

При получении фонтанного притока выполнены режимные гидродинамические исследования (ГДИ) методом установившихся отборов (МУО) в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5, а также не установившихся оборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД) в скважине Кенбулак-3.

Всего на месторождении Кенбулак пробурено восемь скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых опробованы семь скважин (кроме Кенбулак-6). Скважина Кенбулак-6 оказалась за пределами контуров нефтеносности.

Результаты опробования поисково-разведочных и оценочных скважин представлены ниже.

В скважине Кенбулак-2 проведено опробование двух интервалов.

В период с «22» по «28» августа 2013 г. в скважине Кенбулак-2 был опробован интервал 1380,0-1385,0 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1424,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1363,1 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего было извлечено 21,53 м³ жидкости, а на устье зафиксирован приток газа.

Далее в период с «29» августа по «15» октября 2013 г. перфорирован интервал 1165,5-1169,0 м, приуроченный к горизонту М-0-2-Б. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1173,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1153,4 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина кратковременно фонтанировала при работе на 6 мм диаметре штуцера, расчетным дебитом по нефти 38,0 м³/сут. За время опробования извлечено всего 35 м³ жидкости, из которых: нефти 15 м³ и воды – 20 м³.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «5» по «7» июля 2021 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм и 9 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм и 9 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,89 МПа, 10,67 МПа и 10,43 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 8,81$ МПа), при этом дебиты изменялись от 20,99 м³/сут (5 мм) до 27,6 м³/сут (9 мм), наблюдался также значительное снижение коэффициента продуктивности с 45,98 м³/(сут*МПа) до 27,91 м³/(сут*МПа).

Замеренные на глубине 1126 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,34 МПа и 57 оС.

По результатам КВД («07» июль 2021 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,07 мкм²; гидропроводность – 0,39 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 7,6 м²/с; коэффициент продуктивности – 45,98 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,5, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В скважине Кенбулак-3 проведено опробование пяти интервалов.

В период с «04» по «23» февраля 2013 г. в скважине Кенбулак-3 были опробованы интервалы 1386,7-1390,3 м и 1400,0-1403,9 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1735,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1385,0 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из интервала 1400,0-1403,9 м было извлечено 26,6 м³ жидкости, из которых: 1,6 м³ нефти и 25,0 м³ – жидкости глушения. После дострела интервала 1386,7-1390,3 м извлечено 23,3 м³ технической воды, на устье – слабый приток газа.

В период с «06» по «10» марта 2013 г. был опробован интервал 1150,0-1153,8 м, приуроченный к горизонту М-0-2-А. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1220,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из интервала извлечено 36,3 м³ жидкости (нефти 3,1 м³).

Далее в период с «10» марта по «08» июня 2013 г. в опробовании находился интервал 1132,9-1139,5 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было осуществлено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1145,6 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м.

В результате опробования интервала был получен фонтанирующий приток нефти с незначительной водой. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «12» по «15» марта 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм и 9 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,1 МПа, 9,7 МПа и 9,3 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 9,3$ МПа), при этом дебиты изменялись от 23,1 м³/сут (5 мм) до 39,7 м³/сут (9 мм), наблюдался также незначительное, но увеличение коэффициента продуктивности с 16,5 м³/(сут*МПа) до 18,0 м³/(сут*МПа). При работе скважины на 11 мм диаметре штуцера забойное давление составило 8,9 МПа, а дебит нефти – 44,8 м³/сут. При рассматриваемом режиме наблюдалось незначительное снижение коэффициента продуктивности до 17,2 м³/(сут*МПа).

Замеренные на глубине 1136 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,5 МПа и 57,7 оС.

По результатам КВД («15» марта 2013 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,19 мкм²; гидропроводность – 0,62 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 0,22 м²/с; коэффициент продуктивности – 17,6 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 336,2 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,3, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 5,026 тыс.м³ нефти и 341,940 тыс.м³ попутного газа.

Опробование интервалов 1114,0-1116,0 м и 1119,5-1123,0 м, приуроченных к горизонту М-0-1-А продолжилось в период с «30» июня по «29» июля 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1098,8 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, далее получен пульсирующий фонтанный приток. Всего было извлечено 51,2 м³ жидкости, из которых: нефти 32,86 м³ и воды – 18,34 м³).

Замеренные на глубине 1120,0 м пластовые давление и температура составили соответственно 8,3 МПа и 58,1оС. Замеренное пластовое давление оказалось ниже гидростатического и, вероятно, невосстановленное и в дальнейшем не принимается в расчетах.

Последний интервал 986,0-992,0 м, приуроченный к вышезалегающему горизонту А-2 был опробован в период с «30» июля по «08» августа 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 970,8 м.

Всего из интервала в период опробования было извлечено 125,8 м³ нефти.

В скважине Кенбулак-4 проведено опробование двух интервалов.

В период с «06» июня по «17» июля 2013 г. в скважине были опробованы интервалы 1200,8-1202,9 м и 1202,9-1206,9 м, приуроченные к горизонту М-0-3. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1375,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1192,8 м.

Вызов притока осуществлен компрессированием, в результате чего был получен приток воды с «пленкой» нефти.

В период с «20» по «29» июля 2013 г. в скважине опробован интервал 1132,9-1136,8 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1192,4 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1122,5 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате из перфорированного интервала было извлечено 85,98 м³ пластовой воды.

В скважине Кенбулак-5 проведено опробование трех интервалов.

В период с «02» по «06» июня 2013 г. в скважине был опробован интервал 1381,0-1384,0 м. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м.

Искусственный забой установлен на глубине 1431,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1369,9 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 22,05 м³ пластовой воды.

Опробование интервала 1354,0-1360,0 м продолжили в период с «07» по «12» июня 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1362,9 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1341,4 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 44,5 м³ жидкости с «пленкой» нефти.

Последний интервал 1192,0-1195,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3 в скважине опробован в период с «14» июня по «15» октября 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1246,3 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1185,0 м.

В результате опробования интервала, после сваби́рования и очитки призабойной зоны скважины был получен фонтанирующий приток безводной нефти. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методом установившихся (МУО).

Исследование МУО проведено «26» июня 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 3 мм, 5 мм, 7 мм и 9 мм. При работе скважины на 3 мм и 5 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,3 МПа и 9,0 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 7,9$ МПа), при этом дебиты изменялись от 18,1 м³/сут (3 мм) до 28,8 м³/сут (5 мм), а при работе на 7 мм и 9 мм забойные давления были ниже давления насыщения и составили соответственно 7,6 МПа и 7,3 МПа, а дебиты изменялись от 48,0 м³/сут до 81,6 м³/сут. Отметим, что при работе скважины на 3 мм и 9 мм диаметре штуцера коэффициенты продуктивности были высокими и изменялись от 21,5 м³/(сут*МПа) до 22,6 м³/(сут*МПа), а при работе на 5 мм и 7 мм диаметрах штуцера коэффициент продуктивности оставался стабильным на уровне 13,7 м³/(сут*МПа).

Замеренные на глубине 1192 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,1 МПа и 61,5 оС.

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 1,348 тыс. м³ нефти и 361,530 тыс.м³ попутного газа.

В скважине Кенбулак-8 проведено опробование трех интервалов.

В период с «05» по «09» сентября 2019 г. в скважине был опробован интервал 1202,0-1204,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 29,17 м³ нефти.

Опробование интервала 1105,0-1109,0 м, приуроченного к горизонту М-0-1-А было проведено в период с «07» по «15» августа 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 11,41 м³ жидкости, из которых: 8,78 м³ нефти и 2,63 м³ – воды.

Последний интервал 978,0-988,0 м, приуроченный к горизонту А-2 был опробован в период с «16» по «18» сентября 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 28,4 м³ нефти.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВУ).

По результатам КВУ («29» сентября 2020 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,21 мкм²; гидропроводность – 1,02 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 12,6 м²/с; коэффициент продуктивности – 1,0 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 12 что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В скважине Кенбулак-7 в период с «10» по «16» октября 2021 г. были опробованы интервалы 1139,4-1140,6 м и 1144,5-1148,0 м, приуроченные к горизонту М-0-2-А. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированных интервалов за 5 дней фонтанным способом при 8-5 мм штуцере было извлечено 47,18 м³ нефти и 6,97 м³ пластовой воды.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВУ).

По результатам КВУ («08» ноябрь 2021 г.) на горизонте М-0-2-А определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,07 мкм²; гидропроводность – 0,33 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 17,4 м²/с; коэффициент продуктивности – 1,2 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 2,8, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВУ).

По результатам КВУ («10» декабря 2021 г.) на горизонте М-0-2-А определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,05 мкм²; гидропроводность – 0,11 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 11,0 м²/с; коэффициент продуктивности – 2,4 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 3,4, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

По результатам КВУ («15» января 2022 г.) на горизонте М-0-1-А определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,05 мкм²; гидропроводность – 0,11 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 11,0 м²/с; коэффициент продуктивности – 2,4 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 3,4, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

По результатам КВУ («15» января 2022 г.) на горизонте М-0-3 определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,25 мкм²; гидропроводность – 0,54 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 2,5 м²/с; коэффициент продуктивности – 0,8 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 6,4, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В скважине Кенбулак-9 в период с «28» августа по «03» сентября 2021 г. был опробован интервал 993,4-998,4 м, приуроченный к горизонту А-2. Вскрытие пластов было произведено зарядами 4505 Power Jet Omega, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированного интервала за 6 дней фонтанным способом при 7-4 мм штуцере было извлечено 183,79 м³ нефти и 3,65 м³ пластовой воды.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «22» по «25» август 2021 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 9,96 МПа, 9,72 МПа, 9,33 МПа и 8,95 МПа, и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 7,3$ МПа), при этом дебиты изменялись от 32,7 м³/сут (5 мм) до 37,9 м³/сут (11 мм), наблюдался также значительное снижение коэффициента продуктивности с 32,7 м³/(сут*МПа) до 18,86 м³/(сут*МПа).

Замеренные на глубине 995,0 м пластовое давление и температура составили соответственно 10,96 МПа и 56 оС.

По результатам КВД («25» август 2021 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,3-0,63 мкм²; гидропроводность – 0,17 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 3,03 м²/с; коэффициент продуктивности – 32,7 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,2, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

Таким образом, в период опробования скважин были получены притоки различной интенсивности и характера. Гидродинамические исследования (ГДИ) проведены на скважинах Кенбулак-3 (МУО и КВД), Кенбулак-2 (МУО и КВД), Кенбулак-9 (МУО и КВУ), Кенбулак-8 (КВУ), Кенбулак-5 (МУО) и Кенбулак-7 (3 КВУ) которые показали:

призабойная зона скважины Кенбулак-3 характеризуется отрицательным значением скин-фактора – «минус» 0,3, а также имеет большой радиус дренирования – 336,2 м, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны;

в исследованных скважинах Кенбулак-3 (горизонт М-0-1-Б) и Кенбулак-5 (горизонт М-0-3) коэффициенты продуктивности близки между собой и составляют соответственно 17,60 м³/(сут*МПа) и 17,65 м³/(сут*МПа);

пластовые давления замерялись лишь в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5 в процессе ГДИ и оказались на уровне гидростатических, за исключением пластового давления, замеренного в скважине Кенбулак-3 при опробовании интервала горизонта М-0-1-А;

В остальных скважинах ГДИ не были проведены ввиду отсутствия фонтанного притока.

За время опробования было добыто 7,1 тыс.т нефти.

Так, пластовая температура описывается уравнением:

$$T_{пл} = 0,0463 * H + 13,682$$

$T_{пл}$ – пластовая температура, оС;

H – глубина в абс.отм., м.

Пластовое давление описывается уравнением:

$$P_{пл} = 0,0118 * H$$

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

H – глубина в абс.отм., м.

Градиенты начальной температуры и давления в продуктивных горизонтах составляют соответственно 4,63 оС и 1,18 МПа на 100 м.

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

На месторождении Кенбулак пробурено всего 8 скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых: 4 скважины (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4 и Кенбулак-5) – поисковые, 2 скважины (Кенбулак-6 и Кенбулак-8) – разведочные и 2 скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9) – оценочные.

По состоянию на 01.09.2022 г. скважина Кенбулак-8 эксплуатируется на I объекте пробной эксплуатации (продуктивный горизонт А-2), скважина Кенбулак-3 – на II объекте (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б), скважина Кенбулак-2 – на III объекте (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б), скважина Кенбулак-5 – на IV объекте (горизонт М-0-3). Скважина Кенбулак-4 числится во временной консервации, скважина Кенбулак-6 ликвидирована по геологическим причинам и скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9 – в опробовании объектов.

Скважина Кенбулак-2. Введена в пробную эксплуатацию на III объект (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б) в октябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 1,8 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 7,8 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 7,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,989 тыс.т нефти, 3,151 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-3. Введена в пробную эксплуатацию на II объект (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 0,5 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 4,7 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 23,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-5. Введена в пробную эксплуатацию на IV объект (горизонт М-0-3) в ноябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 1,5 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 4,4 т/сут с газовым фактором 351,4 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-8. Введена в пробную эксплуатацию на I объект (горизонт А-2) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 2,0 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 8,9 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м3 газа.

Таблица 1.5.1-1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.09.2022 г.

№№ п/п	Наименование	Объект / Горизонт				В целом по месторождению
		I (А-2)	II (М-0-1-А+М-0-1-Б)	III (М-0-1-А+М-0-1-Б)	IV (М-0-3)	
1	Пробурено	-	-	-	-	8
2	В эксплуатационном фонде	1	1	1	1	4
3	в том числе:	-	-	-	-	-
4	действующие	1	1	1	1	4
5	бездействующие	-	-	-	-	-
6	в простое	-	-	-	-	-
7	в испытании	-	-	-	-	-
8	В консервации	-	-	-	-	1
9	В опробовании	-	-	-	-	2
10	В ликвидации	-	-	-	-	1

Как уже выше отмечалось, в пробную эксплуатацию месторождение Кенбулак вступило в сентябре 2020 г., вводом из временной консервации скважин Кенбулак-3 на II объект эксплуатации и Кенбулак-8 на I объект эксплуатации.

Далее в октябре 2020 г. введена в пробную эксплуатацию скважина Кенбулак-2 на III объект эксплуатации и в ноябре 2020 г. скважина Кенбулак-5 на IV объект эксплуатации.

Всего из месторождения Кенбулак в 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 4,177 тыс.т нефти, 4,231 тыс.т жидкости и 0,419 млн.м3 газа. Обводненность на уровне 1,3 %. Средний газовый фактор составил 100,4 м3/т. Фонд скважин на конец года – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 373 сут.

За 2021 г. из месторождения Кенбулак за счет пробной эксплуатации было отобрано 12,710 тыс.т нефти, 13,178 тыс.т жидкости и 1,392 млн.м3 газа. Обводненность текущая на уровне 3,6 %. Средний газовый фактор составил 109,5 м3/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,6 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 1138 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из месторождения Кенбулак было отобрано всего 27,325 тыс.т нефти, 27,864 тыс.т жидкости и 2,964 млн.м3 газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 16,887 тыс.т нефти, 17,409 тыс.т жидкости и 1,811 млн.м3 газа.

Ниже приведена краткая характеристика основных технологических показателей пробной эксплуатации по продуктивным горизонтам месторождения Кенбулак с начала пробной эксплуатации.

Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 1,008 тыс.т нефти, 1,014 тыс.т жидкости и 0,086 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 122 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,792 тыс.т нефти, 2,836 тыс.т жидкости и 0,238 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 9,2 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из I объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 7,0 тыс.т нефти, 7,1 тыс.т жидкости и 0,462 млн.м3 газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м3 газа.

Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 2,314 тыс.т нефти, 2,347 тыс.т жидкости и 0,197 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 21,8 т/сут, жидкости – 22,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 106 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 6,391 тыс.т нефти, 6,7 тыс.т жидкости и 0,545 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 3,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 24,1 т/сут, жидкости – 25,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из II объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 13,9 тыс.т нефти, 14,3 тыс.т жидкости и 1,176 млн.м3 газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м3 газа.

Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,619 тыс.т нефти, 0,633 тыс.т жидкости и 0,053 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 2,2 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 6,7 т/сут, жидкости – 6,9 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 92 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 3 тыс.т нефти, 2,518 тыс.т жидкости и 0,202 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 5,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 7,8 т/сут, жидкости – 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из III объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 3,3 тыс.т нефти, 3,4 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м3 газа.

Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,237 тыс.т нефти, 0,238 тыс.т жидкости и 0,083 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,2 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м3/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,5 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 53 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,157 тыс.т нефти, 1,174 тыс.т жидкости и 0,407 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м3/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,4 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из IV объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 3,1 тыс.т нефти, 3,1 тыс.т жидкости и 1,071 млн.м3 газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м3 газа.

Таблица 1.5.1-2. Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по месторождению Кенбулак

№№ п/п	Показатели	В целом по месторождению					
		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт (январь-февраль)
1	Добыча нефти, тыс.т	12,3	4	34,60	12,7	25,6	3,325
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	17,6	11,3	52,2	24	77,7	27,325
3	Добыча жидкости, тыс.т	12,6	4,2	35,7	13,2	26,8	3,464
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17,8	11,3	53,5	24,5	80,3	27,864
5	Обводненность среднегодовая (по весу), %	1,9	1,27	3	3,55	4,6	8,7
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,1	0,7	6	2,1	4,4	0,2
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,3	0,7	6,7	2,2	5,3	4,1
8	Добыча нефтяного газа, тыс.м ³	1,753	0,419	4,958	1,392	3,693	0,450
9	Накопленная добыча нефтяного газа, тыс.м ³	2,457	1,123	7,414	2,515	11,108	2,964
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	-	-	-	-	-	-
11	Ввод добывающих скважин, шт.	4	4	-	-	-	-
12	в т.ч. из бурения	-	-	-	-	-	-
13	из другого фонда	-	-	-	-	-	-
14	из консервации	4	4	-	-	-	-
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
16	в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	-
17	Фонд добывающих скважин, шт.	4	4	4	4	4	4
18	в т.ч.: действующих	4	4	4	4	4	4

19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	-	-	-	-
20	в т.ч. из бурения	-	-	-	-	-	-
21	переводом из добывающего фонда	-	-	-	-	-	-
22	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
23	Фонд водонагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
24	в т.ч.: действующих	-	-	-	-	-	-
25	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	25,2	11,2	24,1	11,2	22,7	16,7
26	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	25,7	11,3	24,8	11,6	23,8	17,4
27	Средняя приемистость, м³/сут	-	-	-	-	-	-
28	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	1,00	0,94	0,983	0,936	0,979	0,98
29	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	Текущий КИН, %	1,1	0,7	3,1	1,4	4,7	1,6
31	Средний газовый фактор, м³/т	142,5	100,4	143,3	109,5	144,4	152,0
32	Выработка запасов нефти, %	3	1,9	9	4,1	13,4	4,6

1.5.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-8, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 8 %. Текущая нефтеотдача составила 2,2 %.

Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-3, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 6,5 %. Текущая нефтеотдача составила 2,3 %.

Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в октябре 2020 г скважиной Кенбулак-2, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 2,8 %. Текущая нефтеотдача составила 1 %.

Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в ноябре 2020 г скважиной Кенбулак-5, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 1,8 %. Текущая нефтеотдача составила 0,6 %.

В целом по месторождению Кенбулак по состоянию изученности на 01.09.2022 г. было отобрано 24,010 тыс.т нефти, 24,536 тыс.т жидкости и 2,653 млн.м³ растворенного в нефти газа. От утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти отобрано 4,6 %. Достигнутая нефтеотдача составила 1,6 %.

Около 53,3 % всей добычи нефти, произведенной из месторождения, обеспечил объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б).

1.5.3. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетных геолого-физических моделей продуктивных объектов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению Кенбулак на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам интерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем

каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, каждый продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели.

Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной ($V_{2з}$) и послойной ($V_{2п}$) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность ($V_{2р}$).

Обычно, коэффициент зональной неоднородности ($V_{2з}$) определяется по удельным на метр вскрытой толщины коэффициентам продуктивности набора скважин (не менее трех), определенные по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Как известно, ГДИ проведены лишь в скважинах Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5 и Кенбулак-9 на разных горизонтах и поэтому не представляется возможным определить зональную неоднородность ($V_{2з}$) по этим данным. Также зональную неоднородность ($V_{2з}$) возможно было бы определить по фактическим показателям эксплуатации скважин, учитывающая безводную добычу и вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти, которая изложена в труде (1), однако по скважинами не имеется продолжительная история эксплуатации.

Учитывая вышеизложенное, коэффициент зональной неоднородности ($V_{2з}$) в рамках настоящего проектного документа определена на основании среднего коэффициента проницаемости по скважинам для каждого продуктивного горизонта, определенного на основании исследования кернового материала, которая представлена в отчете по подсчету запасов месторождения (1).

Коэффициент послойной неоднородности ($V_{2п}$) определен также, как и зональной, по коэффициентам проницаемости по керну. Для начала были определены коэффициенты проницаемости для каждого пласта-коллектора в скважинах, а затем выполнено распределение по глубинам залегания, на основании чего определены послойные неоднородности.

Результаты определения коэффициентов зональной и послойной неоднородностей представлены в таблице 1.5.3-1.

Горизонт	Эксплуатационный объект	Коэффициенты неоднородности	
		зональная	послойная
A-2	I	1,251	1,016
M-0-1-A	II	1,527	1,026
M-0-1-B		1,710	1,152
M-0-2-A	III	1,422	1,017
M-0-2-B		1,521	1,170
M-0-3	IV	1,431	1,044

Прерывистость пластов-коллекторов в пределах продуктивных частей характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР). ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространение коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждой рассматриваемой модели объекта исходил из общей толщины продуктивного объекта и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Итак, каждая залежь рассматриваемых объектов разработки была разбита по вертикали таким образом, чтобы каждый слой имел толщину не более 0,2 м.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя (W_i) в пределах каждой рассматриваемой залежи

Таблица 1.5.3-2 Расчетные значения доли неколлекторов продуктивных горизонтов

Наименование	Продуктивные горизонты					
	A-2	M-0-1-A	M-0-1-B	M-0-2-A	M-0-2-B	M-0-3
Доля неколлектора, д.ед.	0,294	0,691	0,432	0,278	0,595	0,463

Для определения параметра d – линейного размера зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) требуется достаточно много пар значений (пар соседних

скважин), расстояние между которыми различное. Исходя из небольшого количества скважин на месторождении Кенбулак, параметр принят равным $d = 0,35$ км. Отметим, что данный параметр по многим крупным месторождениям, где пробурено большое количество скважин, изменяется в пределах 0,35-0,40 км и несильно влияет на коэффициент охвата сеткой скважин.

Коэффициенты вытеснения нефти водой были определены на основании специальных исследований кернового материала, отобранных из скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9. Необходимо подчеркнуть, что результаты определения коэффициентов вытеснения по разным методикам получились разными и представлены в таблице 3.3.3. Для дальнейших расчетов для месторождения Кенбулак принимаются коэффициенты вытеснения, определенные по результатам построения относительных фазовых проницаемостей и составляют 0,595 д.ед. и 0,624 д.ед. для горизонтов А-2 и М-0 соответственно, так как значения более близки к коэффициентам вытеснения для аналогичных коллекторов других месторождений.

Таблица 1.5.3-3. Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Скважина	Глубина отбора керна, м	Горизонт	Коэффициенты		Коэффициенты нефтенасыщенности, д.ед.		Коэффициент вытеснения, д.ед.	Примечание
			проницаемости, мД	пористости, д.ед.	начальной	остаточной		
7	1152,55	М-0-2-А	540	0,302	0,716	0,390	0,456	по центрифугированию
9	994,07	А-2	1680	0,337	0,746	0,416	0,442	
7	1152,55	М-0-2-А	540	0,302	0,766	0,310	0,595	по относительным фазовым проницаемостям
9	994,07	А-2	1680	0,337	0,798	0,300	0,624	

1.5.4. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований 22 проб из 6 скважин: 2, 3, 5, 7, 8 и 9.

Горизонт А-2 изучен по 3 пробам нефти из скважины Кенбулак-9, из интервала 993,4-998,4 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,484 до 0,612 г/см³, в среднем – 0,529 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,821 г/см³ с пластовой вязкостью 0,71 мПа·с. Давление насыщения составляет 7,3 МПа, газосодержание – 73,33 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,862, пересчитанный коэффициент соответственно – 0,537 д.ед.

Горизонт М-0-1-А изучен по 3 пробе нефти из скважины Кенбулак-7, из интервала 1092,8-1094,8 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,605 до 0,636 г/см³, в среднем – 0,617 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,798 г/см³ с пластовой вязкостью 0,71 мПа·с. Давление насыщения составляет 7,12 МПа, газосодержание – 61,57 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,206, пересчитанный коэффициент соответственно – 0,829 д.ед.

Горизонт М-0-1-Б изучен по 6-м пробам нефти из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-3, из интервалов 11224,4-1129,6 и 1132,9-1139,5 м, находящейся в южной периклинальной части месторождения.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,601 до 0,741 г/см³, в среднем - 0,680 г/см³; Плотность дегазированной нефти в среднем – 0,783 г/см³ с пластовой вязкостью 0,89 мПа·с. Давление насыщения составляет 8,81 МПа, газосодержание – 70,09 м³/т. Объемный коэффициент в среднем - 1,317, пересчитанный коэффициент соответственно – 0,759 д.ед.

Горизонт М-0-2-А изучен по 3 пробе нефти из скважины Кенбулак-7, из интервалов 1139,4-1140,6 1144,5-1148,0 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,789 до 0,794 г/см³, в среднем – 0,792 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,809 г/см³ с пластовой вязкостью 3,72 мПа·с. Давление насыщения составляет 8,12 МПа, газосодержание – 57,45 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,128, пересчитанный коэффициент соответственно – 0,887 д.ед.

Горизонт М-0-2-Б изучен по 3 пробе нефти из скважины Кенбулак-8, из интервала 1158,4-1164,6 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,800 до 0,802 г/см³, в среднем – 0,801 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,848 г/см³ с пластовой вязкостью 2,72 мПа·с. Давление насыщения составляет 8,41 МПа, газосодержание – 69,04 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,044, из-за маленького значения объемного коэффициента пересчетный коэффициент принимаем по аналогии с продуктивного горизонта М-0-2-А равной 0,887 д.ед.

Горизонт М-0-3 изучен по 4-м пробам нефти из скважины Кенбулак-5, из них одна проба была отбракована. Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,563 до 0,640 г/см³, в среднем - 0,606г/см³; Плотность дегазированной нефти – 0,761 г/см³ с пластовой вязкостью 0,32 мПа·с. Давление насыщения составляет 7,93 МПа, газосодержание – 351,39 м³/т. Объемный коэффициент в среднем - 1,502, пересчётный коэффициент соответственно – 0,666 д.ед.

Нефть относится к типу очень легким, маловязким с высоким газосодержанием.

Таблица 1.5.4-1. Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт А-2				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	7,1-7,3	7,3
Газосодержание, м ³ /т	1	3	71,19-75,41	73,33
Пластовая температура, °С	1	3	-	56
Пластовое давление, МПа	1	3	-	10,96
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,491-0,612	0,529
Плотность сепарированной нефти (при 20°С), г/см ³	1	1	-	0,821
Вязкость, мПа*с	1	3	0,61-0,86	0,71
Объемный коэффициент	1	3	1,545-2,041	1,862
Усадка, %	1	3	35,28-51,0	45,43
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	16,39-22,95	20,55
Горизонт М-0-1-А				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	6,9-7,4	7,12
Газосодержание, м ³ /т	1	3	61,195-61,76	61,57
Пластовая температура, °С	1	3	-	57
Пластовое давление, МПа	1	3	-	11,08
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,605-0,636	0,617
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см ³	1	1	-	0,798
Вязкость, мПа*с	1	3	0,68-0,75	0,71
Объемный коэффициент	1	3	1,198-1,215	1,206
Усадка, %	1	3	16,53-17,7	17,08
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	13,09-14,21	13,77
Горизонт М-0-1-Б				
Давление насыщения газом, МПа	2	6	8,0-9,5	8,81
Газосодержание, м ³ /т	2	6	53,21-93,66	70,09
Пластовая температура, °С	2	6	57,74-58	58
Пластовое давление, МПа	2	6	10,75-11,34	11,05
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	6	0,601-0,741	0,680
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см ³	2	6	0,759-0,806	0,783
Вязкость, мПа*с	2	6	0,71-1,05	0,89
Объемный коэффициент	2	6	1,197-1,501	1,317
Усадка, %	2	6	13,57-33,38	23,15
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	2	6	6,973-14,67	10,56
Горизонт М-0-2-А				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	8,0-8,25	8,12
Газосодержание, м ³ /т	1	3	57,089-58,133	57,45
Пластовая температура, °С	1	3	-	57
Пластовое давление, МПа	1	3	-	11,38
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,789-0,794	0,792
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см ³	1	1	-	0,809
Вязкость, мПа*с	1	3	3,7-3,75	3,72
Объемный коэффициент	1	3	1,121-1,133	1,128

Усадка, %	1	3	10,79-11,74	11,32
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	4,94-5,44	5,19
Горизонт М-0-2-Б				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	8,25-8,53	8,41
Газосодержание, м ³ /т	1	3	68,441-69,729	69,035
Пластовая температура, °С	1	3	-	53
Пластовое давление, МПа	1	3	-	11,62
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,7997-0,802	0,801
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см ³	1	1	-	0,848
Вязкость, мПа*с	1	3	2,7-2,75	2,72
Объемный коэффициент	1	3	1,043-1,046	1,044
Усадка, %	1	3	4,123-4,398	4,245
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	1,81-1,94	1,90
Горизонт М-0-3				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	7,65-8,25	7,93
Газосодержание, м ³ /т	1	3	310,08-402,81	351,39
Пластовая температура, °С	1	3	-	62
Пластовое давление, МПа	1	3	-	10,59
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,563-0,64	0,606
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см ³	1	1	-	0,761
Вязкость, мПа*с	1	3	0,-0,33	0,32
Объемный коэффициент	1	3	1,408-1,614	1,502
Усадка, %	1	3	28,98-38,04	33,2
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	33,05-37,35	35,8

1.5.5. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 13 проб из 6-х скважин 2 (2пр.), 3 (3пр.), 5 (2пр.), 7 (2пр.) и 8 (3пр.) и 9 (1пр.) по горизонтам А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3.

Горизонт А-2. Свойства нефти изучены по трем пробам из скважин Кенбулак-3, Кенбулак-8 и Кенбулак-9. Средние содержания компонентов нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,18%; смол силикагелевых 9,03%; парафина 9,67%; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 200С составляет 0,834 г/см³, кинематическая вязкость при 200С – 22,91; при 300С – 22,79; при 400С – 10,1; при 500С – 6,89 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 1000С – 3; при 1500С – 11; при 2000С – 18; при 2500С – 26; при 3000С – 36. Начало кипения 730С. Конец кипения 3450С.

Нефть горизонта А-2 классифицируется как малосернистая, смолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-1-А. Свойства нефти изучены по трем пробам из скважин Кенбулак-3, Кенбулак-7 и Кенбулак-8. Средние содержания компонентов нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,17%; смол силикагелевых 6,10%; парафина 5,83%; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 200С составляет 0,816 г/см³, кинематическая вязкость при 200С – 5,974; при 300С – 4,66; при 400С – 3,72; при 500С – 2,94 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 1000С – 9; при 1500С – 17; при 2000С – 24; при 2500С – 33; при 3000С – 45. Начало кипения 870С. Конец кипения 3700С.

Нефть горизонта М-0-1-А классифицируется как малосернистая, смолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-1-Б. Свойства нефти изучены по двум пробам из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-3. Средние содержания компонентов в нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,20%; смол силикагелевых 11,35%; парафина 8,80%; мех. примесей 0,08%. Плотность нефти при 200С составляет 0,821 г/см³, кинематическая вязкость при 200С – 6,585; при 300С – 5,325; при 400С – 3,925; при 500С – 3,190 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 1000С – 4; при 1500С – 11; при 2000С – 16; при 2500С – 27; при 3000С – 40. Начало кипения 830С. Конец кипения 3730С.

Нефть горизонта М-0-1-Б классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-2-А. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины Кенбулак-7. Содержания компонентов в нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,14%; смол силикагелевых 4,20%; парафина 6,80%; мех. примесей 0,06%. Плотность нефти при 200С составляет 0,809 г/см³, кинематическая вязкость при 200С – 20,337; при 300С – 6,744; при 400С – 2,422; при 500С – 1,384 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 1000С – 5; при 1500С – 16; при 2000С – 25; при 2500С – 38; при 3000С – 44. Начало кипения 1000С. Конец кипения 3650С.

Нефть горизонта М-0-2-А классифицируется как малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-2-Б. Свойства нефти изучены по двум пробам из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-8. Средние содержания компонентов в нефти, следующие: серы 0,17%; асфальтенов 0,16%; смол силикагелевых 1,35%; парафина 1,90%; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 200С составляет 0,761 г/см³, кинематическая вязкость при 200С – 2,268; при 300С – 1,927; при 400С – 1,730; при 500С – 1,483 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 1000С – 17; при 1500С – 35; при 2000С – 41; при 2500С – 46; при 3000С – 54. Начало кипения 430С. Конец кипения 3450С.

Нефть горизонта М-0-2-Б классифицируется как малосернистая, маловязкая, малосмолистая, малопарафинистая.

Горизонт М-0-3. Отобраны и проанализированы 2 пробы нефти из скважины Кенбулак-5 в интервале 1192-1195м.

Средние содержание компонентов в нефти следующие: серы 0,10%; асфальтенов 0,14%; смол силикагелевых 1,60%; парафина 1%; мех. примесей 0,03%. Плотность нефти при 200С составляет 0,761 г/см³, кинематическая вязкость при 200С – 2,496; при 300С – 1,915; при 400С – 1,728; при 500С – 1,485 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 1000С – 15; при 1500С – 37; при 2000С – 52; при 2500С – 59; при 3000С – 68. Начало кипения 500С. Конец кипения 3150С.

Нефть горизонта классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

Таблица 1.5.5-1. Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях

Наименование		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
1		2	3	4	5
Горизонт А-2					
Плотность, г/см ³		3	3	0,821-0,841	0,834
20°		1	1	-	22,906
50°		3	3	4,431-7,37	6,067
Температура застывания, °С		3	3	+14-+20	+17,3
Температура вспышки, °С		3	3	0-+26	+9,7
Массовое содержание, %	серы	3	3	0,26	0,26
	смол силикагелевых	3	3	7,1-10,6	9,03
	асфальтенов	3	3	0,16-0,2	0,18
	парафина	3	3	7,1-12,1	9,7
Объемный выход фракций, %	н.к °С	3	3	50-100	73
	до 200 °С	3	3	13-21	18
	до 250 °С	3	3	21-30	26
	до 300 °С	3	3	32-39	36
Горизонт М-0-1-А					
Плотность, г/см ³		3	3	0,798-0,848	0,816
20°		3	2	5,324-6,624	5,974
50°		3	3	2,365-7,81	4,558
Температура застывания, °С		3	3	+7-+22	+12,3
Температура вспышки, °С		3	3	<-20-+27	+6
Массовое содержание, %	серы	3	3	0,24-0,28	0,26
	смол силикагелевых	3	3	2,5-12,8	6,1
	асфальтенов	3	3	0,14-0,19	0,17
	парафина	3	3	1,2-13,2	5,8
Объемный выход фракций, %	н.к °С	3	3	55-105	86,6
	до 200 °С	3	3	10-32	24,3
	до 250 °С	3	3	20-40	33
	до 300 °С	3	3	38-48	44,6
Горизонт М-0-1-Б					
Плотность, г/см ³		2	2	0,806-0,835	0,821
20°		2	1	-	6,585
50°		2	2	3,19-6,709	4,95

Температура застывания, °С		2	2	+19-+22	+20,5
Температура вспышки, °С		2	2	+10-+25	+17,5
Массовое содержание, %	серы	2	2	0,26	0,26
	смола силикагелевых	2	2	10,2-12,5	11,35
	асфальтенов	2	2	0,18-0,22	0,2
	парафина	2	2	6,3-11,3	8,8
Объемный выход фракций, %	н.к °С	2	2	60-105	82,5
	до 200 °С	2	2	10-22	16
	до 250 °С	2	2	20-33	26,5
	до 300 °С	2	2	35-45	40
Горизонт М-0-2-А					
Плотность, г/см ³		1	1	-	0,809
20°		1	1	-	20,337
50°		1	1	-	1,384
Температура застывания, °С		1	1	-	+14
Температура вспышки, °С		1	1	-	+2
Массовое содержание, %	серы	1	1	-	0,26
	смола силикагелевых	1	1	-	4,2
	асфальтенов	1	1	-	0,14
	парафина	1	1	-	6,8
Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	1	-	100
	до 200 °С	1	1	-	25
	до 250 °С	1	1	-	38
	до 300 °С	1	1	-	44
Горизонт М-0-2-Б					
Плотность, г/см ³		2	2	0,759-0,762	0,761
20°		2	1	-	2,268
50°		2	2	1,398-1,568	1,483
Температура застывания, °С		2	2	+4-+9	+6,5
Температура вспышки, °С		2	2	<-20-+22	+1
Массовое содержание, %	серы	2	2	0,16-0,18	0,17
	смола силикагелевых	2	2	1,2-1,5	1,35
	асфальтенов	2	2	0,14-0,18	0,16
	парафина	2	2	1,8-1,9	1,85
Объемный выход фракций, %	н.к °С	2	2	40-45	42,5
	до 200 °С	2	2	39-42	40,5
	до 250 °С	2	2	45-46	45,5
	до 300 °С	2	2	53-55	54
Горизонт М-0-3					
Плотность, г/см ³		1	2	0,756-0,765	0,761
20°		1	2	2,126-2,865	2,496
50°		1	1	-	1,485
Температура застывания, °С		1	2	+1-+2	+1,5
Температура вспышки, °С		1	1	-	<-20
Массовое содержание, %	серы	1	2	0,012-0,18	0,096
	смола силикагелевых	1	1	-	1,6
	асфальтенов	1	1	-	0,14
	парафина	1	1	-	1,0
Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	1	-	50
	до 200 °С	1	2	50-53	51,5
	до 250 °С	1	1	-	59
	до 300 °С	1	2	66-70	68

1.5.6. Состав и свойства растворенного газа

Свойства и состав растворенного газа изучены по 9 пробам из 6-и скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 и 9.

Продуктивный горизонт А-2. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-9, отобранной из интервала 993,4-998,4 м.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 72,68; этана – 11,26; пропана – 7,91; изо-бутанов – 1,53; н-бутан – 2,77; изо-пентан – 0,49; Н-пентан – 0,76; гексан – 0,68; кислород – 0,69; азот – 1,25;

В растворенном газе содержание углекислого газа и сероводорода отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8067 кг/м³. Абсолютная плотность при 00С – 1,0427 г/л; при 200 С – 0,9714 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 11493,7 ккал/м³, на низшей – 10477,18 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-этановым.

Продуктивный горизонт М-0-1-А. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-7, отобранной из интервала 1092,8-1094,8 м.

Содержания компонентов составляют в%: метана – 69,23; этана – 10,37; пропана – 8,26; изо-бутанов – 2,81; н-бутан – 3,33; изо-пентан – 1,39; Н-пентан – 1,88; гексан – 0,95; кислород – 0,45; азот – 1,32;

В растворенном газе содержание углекислого газа и сероводорода отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8708 кг/м³. Абсолютная плотность при 00С – 1,1277 г/л; при 200 С – 1,0627 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 11274,61 ккал/м³, на низшей – 10282,20 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-этановым.

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Горизонт охарактеризован двумя пробами из скважин Кенбулак-2 отобранной из интервала 1124,4-1129,6 м и Кенбулак-3 отобранной из интервала 1132,9-1139,5 м.

Среднее содержания компонентов составляют в%: метана – 22,62; этана – 21,95; пропана – 27,92; изо-бутанов – 5,91; н-бутан – 7,84; изо-пентан – 1,49; н-пентан – 1,70; гексан – 0,25; кислород – 2,78; азот – 4,32.

В растворенном газе содержание углекислого газа 3,21%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 1,2775 кг/м³. Абсолютная плотность при 00С – 1,6521 г/л; при 200 С – 1,5391 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 14826,6 ккал/м³, на низшей – 13636,56 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является пропановым.

Продуктивный горизонт М-0-2-А. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-7, отобранной из интервалов 1139,4- 1140,6 и 1144,5- 1148,0 м.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 71,84; этана – 11,26; пропана – 5,92; изо-бутанов – 2,22; н-бутан – 3,20; изо-пентан – 1,43; н-пентан – 1,93; гексан – 0,87; кислород – 0,27; азот – 1,05.

В растворенном газе содержание углекислого газа и сероводорода отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8484 кг/м³. Абсолютная плотность при 00С – 1,0985 г/л; при 200 С – 1,0240 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 11076,57 ккал/м³, на низшей – 10093,93 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-пропановым.

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Горизонт охарактеризован двумя пробами из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-8, отобранных из интервалов 1165,5-1169 м и 1158,4-1164,6 м. Из них одна проба в скважине Кенбулак-2 была отбракована.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 68,087; этана – 9,1512; пропана – 3,1075; изо-бутанов – 2,4358; н-бутан – 6,5232; изо-пентан – 1,7869; н-3,1409 – 1,74; гексан – 1,1216; кислород – 1,7196; азот – 0,5866;

В растворенном газе содержание углекислого газа 2,3397 %. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8863 кг/м³. Абсолютная плотность при 00С – 1,1518 г/л; при 200 С – 1,0731 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 10721,10 ккал/м³, на низшей – 9777,01 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-пропановым.

Продуктивный горизонт М-0-3. Горизонт охарактеризован двумя пробами из скважины Кенбулак-5, отобранной из интервалов 1380,0-1385,0 и 1192-1195 м.

Содержания компонентов составляют в%: метана –44,75; этана –17,59; пропана –12,72; изо-бутанов –3,41; н-бутан –5,0; изо-пентан –1,55; н-пентан –1,96; гексан –0,62; кислород –4,13; азот –6,51;

В растворенном газе содержание углекислого газа 1,77%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 1,0514 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-пропановым.

По товарным качествам растворенный газ условно квалифицируется как сухой не жирный газ.

Таблица 1.5.6-1. Компонентный состав растворенного газа

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт А-2				
Отн. плотность, г/см ³	1	1	-	0,8067
Компоненты, % мол.				
Метан	1	1	-	72,68
Этан	1	1	-	11,26
Пропан	1	1	-	7,91
Бутаны	1	1	-	4,3
Пентан	1	1	-	1,25
Гексаны	1	1	-	0,68
Углекислый газ	1	1	-	Отс.
Азот	1	1	-	1,25
Горизонт М-0-1-А				
Отн. плотность, г/см ³	1	1	-	0,8708
Компоненты, % мол.				
Метан	1	1	-	69,23
Этан	1	1	-	10,37
Пропан	1	1	-	8,26
Бутаны	1	1	-	6,14
Пентан	1	1	-	3,27
Гексаны	1	1	-	0,95
Углекислый газ	1	1	-	Отс.
Азот	1	1	-	1,32
Горизонт М-0-1-Б				
Отн. плотность, г/см ³	2	2	0,8863-1,1985	1,0424
Компоненты, % мол.				
Метан	2	2	24,26-68,087	46,18
Этан	2	2	9,15-27,44	18,3
Пропан	2	2	3,1075-29,1747	16,14
Бутаны	2	2	10,43-17,08	13,755
Пентан	2	2	0,77-5,6	3,185
Гексаны	2	2	0,01-0,5	0,25
Углекислый газ	2	2	1,51-4,9	3,21
Азот	2	2	0,54-8,1	4,32
Горизонт М-0-2-А				
Отн. плотность, г/см ³	1	1	-	0,8484
Компоненты, % мол.				
Метан	1	1	-	71,84
Этан	1	1	-	11,26
Пропан	1	1	-	5,92
Бутаны	1	1	-	5,42
Пентан	1	1	-	3,36
Гексаны	1	1	-	0,87
Углекислый газ	1	1	-	Отс.
Азот	1	1	-	1,05
Горизонт М-0-2-Б				
Отн. плотность, г/см ³	2	2	0,8863-1,19851	1,0424
Компоненты, % мол.				
Метан	2	2	24,2642-68,087	46,18

Этан	2	2	9,1512-27,4435	18,3
Пропан	2	2	3,1075-29,1747	16,14
Бутаны	2	2	8,959-10,433	9,696
Пентан	2	2	0,7781-4,9278	2,85295
Гексаны	2	2	0,073-1,1216	0,56
Углекислый газ	2	2	0,5425-2,3397	1,44
Азот	2	2	0,5866-4,9045	2,75
Горизонт М-0-3				
Отн. плотность, г/см ³	2	2	1,02193-1,08091	1,0514
Компоненты, % мол.				
Метан	2	2	44,1129-45,39	44,75
Этан	2	2	13,5217-21,65	17,59
Пропан	2	2	11,8519-13,58	12,72
Бутаны	2	2	6,97-9,8537	8,41185
Пентан	2	2	2,63-4,3818	3,5059
Гексаны	2	2	0,41-0,8201	0,62
Углекислый газ	2	2	1,5522-1,99	1,77
Азот	2	2	8,0991-4,92	6,51

1.5.7. Состав и свойства пластовых вод

На площади Кенбулак пластовые воды изучены тремя пробами из скважин Кенбулак-4 и Кенбулак-5, отобранных из интервалов 1132,9 - 1136,8 м (горизонт М-0-1-Б) и 1286,7 –1289,0 м (горизонт М-0-3), соответственно. Пластовые воды отобраны из отложений верхнего неокома нижнего мела.

По результатам химического анализа одной пробы из скважины Кенбулак-5 содержания анионов и катионов (в мг/л) следующие: хлоридов – 36589, гидрокарбонатов – 176,9, сульфатов – 162, кальция – 4765, натрия+калия – 16976, магния – 749. Общая минерализация равна 59,418 г/л. Вода очень жесткая (жесткость до 300 мг-экв/л), кислая (рН – 6,4), с удельным весом 1,044 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод содержатся: железо (общее) –4,23 мг/л, барий – 722,9 мг/л, механические примеси – 0,106%.

Содержание бария является аномальным.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды горизонта М-0-3 определяются, как соленые хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

По результатам химического анализа двух проб воды из скважины Кенбулак – 4 содержания анионов и катионов изменяются в пределах(в мг/л): хлоридов от 11436 до 28700; гидрокарбонатов от 137,7 до 208,4; сульфатов от 18 до 186; кальция – 894÷1560; натрия+калия –5975,3÷17170. Общая минерализация изменяется в пределах 19÷47,824 г/л, в среднем составляя 33,412 г/л; жесткость воды изменяется от 68,7 до 116 мг-экв/л, в среднем – 92,4 мг-экв/л. Воды кислые, изменения РН от 6,64 до 7,38, в среднем 7,01. Изменения удельного веса незначительные – от 1,010 до 1,021 г/см³, в среднем 1,016 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод горизонта М-0-1-Б содержатся: барий – в среднем 543,9 мг/л, железо общее – 4,87 мг/л, механические примеси – 0,145%. Содержание бария высокое, так же, как и в водах горизонта М-0-3.

Пластовые воды горизонта М-0-1-Б по классификации В.А. Сулина определяются, как хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

Альб-сеноманские пластовые воды хлор-магниевого и хлор-кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче вышеописанных, почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки.

Таблица 1.5.7-1. Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скважин	Интервал отбора проб, м	Удельный вес, г/см ³	Компонентный состав, мг/л	Минерализация, мг/л	Тип по Сулину	РН	Жесткость, мг/л
-----------	-------------------------	---------------------------------	---------------------------	---------------------	---------------	----	-----------------

			HCO_3^-	SO_4^{-2}	Cl^-	Ca^{+2}	Mg^{+2}	Na^{++} K^{+}				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт М-0-1-Б												
Кенбулак-4	1132,9- 1136,8	1,010	137,7	18	11436	894	539	5975,3	19000	ХК	6,64	68,7
Кенбулак-4	1132,9- 1136,8	1,021	208,4	186	28700	1560	176	17170	47824	ХК	7,38	116
Среднее значение		1,016	173,1	102	20068	1227	357,5	11573	33412	ХК	7,01	92,4
Горизонт М-0-3												
Кенбулак-5	1286,7- 1289,0	1,044	176,9	162	36589	4765	740	16976	59418	ХК	6,4	300

1.5.7. Запасы нефти и растворенного в нефти газа

На месторождении выполнен значительный объем промыслово-исследовательских работ, который позволяет обосновать категоричность запасов УВ по продуктивным горизонтам: проведены полный комплекс ГИС, испытание, освоение, гидродинамические исследования скважин, отобран керновый материал, проанализированы поверхностные и глубинные пробы.

При определении категоричности запасов учитывалась степень изученности залежи: положений УГВК, УВНК и ВНК, степени изученности объектов опробованием, исследованием поверхностными и пластовыми флюидами.

В соответствии с состоянием степени изученности оценка запасов нефти и газа производится по категориям С1 и С2.

По расчету КИН расстояние между эксплуатационными скважинами составляет 450 м. В связи с этим, к категории С1 отнесены запасы залежи, продуктивность которых установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков УВ, положительных результатов геологических и геофизических исследований, в пределах окружности радиусом, равным двойному расстоянию в сетке скважин, т.е. 900 метров.

Таблица 1.5.7-1. Подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак

Район скважины	Зона	Категория	Площадь нефтеносности	Средне взвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина	Объем нефтенасы-щенных пород	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти	Геологические запасы нефти	Коэффициент извлечения	Извлекаемые запасы нефти	Газосодержание	Геологические запасы растворенного газа	Извлекаемые запасы растворенного газа
			тыс. м ²	м	тыс. м ³	Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный							
			1	2	3	4	5	6							
Горизонт А-2															
В пределах КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ВНЗ	C ₁	1802	2,7	4896	0,24	0,52	0,647	0,834	330	0,392	129,4	73,33	24,2	9,5
	ВНЗ	C ₂	852	1,4	1186	0,24	0,52	0,647	0,834	80	0,294	23,5	73,33	5,9	1,7
Итого в пределах КТ		C ₁	1802	2,7	4896					330	0,392	129,4		24,2	9,5
		C ₂	852	1,4	1186					80	0,294	23,5		5,9	1,7
За пределами КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ВНЗ	C ₁	30	1,0	30	0,24	0,52	0,647	0,834	2	0,392	0,8	73,33	0,1	0,1
Итого за пределами КТ		C ₁	30	1,0	30					2		0,8		0,1	0,1
Итого по горизонту		C ₁	1832	2,7	4926					332	0,392	130,2		24,3	9,6
		C ₂	852	1,4	1186					80	0,294	23,5		5,9	1,7
Горизонт М-0-1-А															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	1392	4,3	5940	0,21	0,54	0,829	0,816	456	0,353	161,0	61,57	28,1	9,9
	ВНЗ	C ₁	1051	2,2	2300	0,21	0,54	0,829	0,816	176	0,341	60,0	61,57	10,8	3,7
4	ЧНЗ	C ₂	88	2,4	211	0,21	0,45	0,829	0,816	13	0,265	3,4	61,57	0,8	0,2
	ВНЗ	C ₂	105	1,2	126	0,21	0,45	0,829	0,816	8	0,256	2,0	61,57	0,5	0,1
Итого по горизонту		C ₁	2443	3,4	8240					632	0,350	221,0		38,9	13,6
		C ₂	193	1,7	337					21	0,257	5,4		1,3	0,3
Горизонт М-0-1-Б															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	1374	7,4	10149	0,24	0,53	0,759	0,821	804	0,353	283,8	70,09	56,4	19,9
	ВНЗ	C ₁	1103	3,1	3415	0,24	0,53	0,759	0,821	271	0,341	92,4	70,09	19,0	6,5

Итого по горизонту		C ₁	2477	5,5	13564					1075	0,350	376,2		75,4	26,4
Горизонт М-0-2-А															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	203	5,4	1101	0,23	0,50	0,887	0,809	91	0,383	34,9	57,45	5,2	2,0
	ВНЗ	C ₁	1083	2,6	2818	0,23	0,50	0,887	0,809	233	0,371	86,4	57,45	13,4	5,0
	ЧНЗ	C ₂	200	5,3	1053	0,23	0,50	0,887	0,809	87	0,287	25,0	57,45	5,0	1,4
	ВНЗ	C ₂	285	2,9	817	0,23	0,50	0,887	0,809	67	0,278	18,6	57,45	3,8	1,1
Итого по горизонту		C ₁	1286	3,0	3919					324	0,374	121,3		18,6	7,0
		C ₂	485	3,9	1870					154	0,283	43,6		8,8	2,5
Горизонт М-0-2-Б															
2, 5, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	336	2,3	788	0,26	0,49	0,887	0,761	68	0,383	26,0	69,04	4,7	1,8
	ВНЗ	C ₁	276	1,5	416	0,26	0,49	0,887	0,761	36	0,371	13,4	69,04	2,5	0,9
	ЧНЗ	C ₂	27	1,6	43	0,26	0,49	0,887	0,761	4	0,287	1,1	69,04	0,3	0,1
	ВНЗ	C ₂	438	1,7	742	0,26	0,49	0,887	0,761	64	0,278	17,8	69,04	4,4	1,2
Итого по горизонту		C ₁	612	2,0	1204					104	0,379	39,4		7,2	2,7
		C ₂	465	1,7	785					68	0,278	18,9		4,7	1,3
Горизонт М-0-3															
В пределах КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	804	5,1	4071	0,26	0,51	0,666	0,761	274	0,406	111,2	351,39	96,3	39,1
	ВНЗ	C ₁	740	4,0	2928	0,26	0,51	0,666	0,761	197	0,395	77,8	351,39	69,2	27,3
	ЧНЗ	C ₂	9	3,0	27	0,26	0,51	0,666	0,761	2	0,305	0,6	351,39	0,7	0,2
	ВНЗ	C ₂	436	1,5	644	0,26	0,51	0,666	0,761	43	0,296	12,7	351,39	15,1	4,5
Итого в пределах КТ		C ₁	1544	4,5	6999					471	0,401	189,0		165,5	66,4
		C ₂	445	1,5	671					45	0,296	13,3		15,8	4,7
За пределами КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ВНЗ	C ₁	22	1,0	22	0,26	0,51	0,666	0,761	1	0,406	0,4	351,39	0,4	0,1
Итого за пределами КТ		C ₁	22	1,0	22					1		0,4		0,4	0,1
Итого по горизонту		C ₁	1566	4,5	7021					472	0,401	189,4		165,9	66,5
		C ₂	445	1,5	671					45	0,296	13,3		15,8	4,7
Всего в пределах КТ		C ₁	10164		38822					2936	0,367	1076,3		329,8	125,6
		C ₂	2440		4849					368	0,285	104,7		36,5	10,5
Всего за пределами КТ		C ₁	52		52					3		1,2		0,5	0,2
Всего по месторождению		C ₁	10216	3,8	38874					2939	0,367	1077,5		330,3	125,8
		C ₂	2440	2,0	4849					368	0,285	104,7		36,5	10,5

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 попуттилизации 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 попуттилизации 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
Ограниченное	Средней	Слабое		

2	<u>продолжительности</u>	2	9- 27	Воздействие средней значимости
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3		
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4	28 - 64	Воздействие высокой значимости

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

Постоянное (5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Незначительное (1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
Слабое (2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное (3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
Значительное (4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
Сильное (5)	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.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены **три варианта разработки** месторождения Кенбулак, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектом документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Как известно, в настоящее время месторождение Кенбулак находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г., ввиду чего прогнозирование уровней промышленной добычи и других показателей разработки во всех рассмотренных ниже вариантах предусматривается с «16» июля 2023 г.

Для всех рассмотренных ниже вариантов разработки в добывающих скважинах предусматривается поддержание забойных давлений на уровне давления насыщения нефти газом, а для нагнетательных скважин, в вариантах 2 и 3 – на уровне от 5,0 МПа до 15 МПа, для обеспечения полной компенсации отборов жидкости в пластовых условиях закачкой воды.

Проектные дебиты скважин по нефти приняты, как и в рамках утвержденного отчета ТЭО КИН к подсчету запасов месторождения Кенбулак (1) и составляют: на I-м эксплуатационном объекте 20,0 т/сут; на II-м объекте 23,0 т/сут; на III-м объекте 12,0 т/сут и IV-м объекте – 11,0 т/сут.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является *2 вариант*, по которому недропользователь и Государство получают большую выгоду.

Вариант 2 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный КИН достигается в течение 34 лет (2023-2056 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 72,9 тыс.т и достигается в 2027-2029 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,0 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 5 ед.;
- переводы и возвраты из одних объектов на другие – 3 ед.;
- ввод добывающих скважин в эксплуатацию из бурения – 10 ед.;
- темп бурения – 2-3 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 1124,4 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,375 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,374 д.ед.

Согласно рекомендуемого варианта 2, основные технологические показатели, следующие:

- максимальная добыча нефти составляет 74,2 тыс.т и достигается в 2028 г.;
- ввод скважин из других категорий – 3 ед.
- бурение добывающих скважин – 10 ед.

То есть, в варианте предусматривается ввод из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин. В варианте нагнетательные скважины предусматривается сформировать из добывающего фонда, путем перевода под нагнетание воды, общим количеством 5 ед.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 19 скважин, из которых: 14 добывающих и 5 нагнетательных.

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 1500 м составит – 26.90133541 г/сек и 175.4605901753 т/период.

На этапе эксплуатации

Согласно рекомендуемого варианта, газожидкостная смесь из скважин месторождения Кенбулак, поступает на ЗУ-1 (Автоматизированная групповая замерная установка типа Спутник АМ 40-14-400). Дебит газа планируют замерять через счетчик ДРГ.М-5000И, жидкость - через объемный расходомер ТОР 1-80. ЗУ-1 предназначена для автоматического замера дебита скважин при однотрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважин, по наличию объема подачи жидкости.

После тестирования с ЗУ-1, газожидкостная смесь, за счет избыточного давления, поступает совместно с флюидами остальных скважин по трубопроводу в сепаратор VE-05.

На сборном коллекторе в газожидкостную смесь через Блок дозирования реагентов BR-200А/В/С добавляется деэмульгатор.

После сепарации с VE-05 отделившийся газ поступает в газовый сепаратор WT-X-01 давление в котором поддерживается регулятором давления газа. С газового сепаратора WT-X-01 газ через регуляторы газа поступает на путевые подогреватели Н-03, Н-04 (ПП-063) и Газопоршневые установки GPP-1, GPP-2 (600 кВт). Для контроля количества газа предусмотрены счетчики газа, установленные на линии путевых подогревателей Н-03, Н-04 и GPP-1, GPP-2.

После сепарации жидкость поступает на путевые подогреватели Н-03, Н-04, где нагревается до температуры 70 °С. Нагретая жидкость поступает в резервуары сырой нефти Т-101 и Т-103.

Разделенная вода с сепаратора VE-05 поступает в резервуар воды Т-102.

Подготовленная нефть, с резервуаров Т-101 и Т-103, с помощью насосов РС-101А/В/С и РС-102А/В/С подается на нефтеналивной стояк Х-01, и в дальнейшем вывозится автомашинами, на

пункт подготовки нефти, для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи ее потребителю.

Подготовленная в резервуаре Т-102 пластовая вода, с помощью насосов РС-104А/В/С/Д и РС-105А/В/С/Д подается в систему ППД, через водо - распределительный пункт ВРП, с дальнейшей закачкой в систему ППД.

Дренирование оборудования пункта сбора нефти предусмотрено в закрытую дренажную емкость VE-09, состоящую из сети подземных трубопроводов и дренажной емкости. Жидкая фаза со дна дренажной емкости, с помощью насоса РС-05, откачивается на вход сепаратора VE-05, в начало подготовки процесса, для повторной подготовки.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки по нижеследующим параметрам:

По нефти 74,2 тыс.т/год.

По жидкости 138,5 тыс.т/год.

По газу 7,810 млн. м³/год.

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, которое будет применяться на месторождениях.

1.Печи подогрева нефти (продукты горения).

2.Резервуары (испарения).

3.Аппараты (испарения от буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов).

4.Газотурбинные двигатели (продукты горения).

5.Котлы котельных (продукты горения).

6.Факельные системы (продукты горения).

В период с 2023 по 2025 год источниками потребления сырого газа будут являться устьевые нагреватели ПП-063, расход топливного газа – 100м³/час, в количестве 2 единиц и газопоршневые электростанции ГПЭС (600 кВт), в количестве 2 ед., расход топливного газа при нагрузке 80% - 405 м³/час.

Путевой подогреватель нефти ПП-063 предназначен для нагрева нефти различной вязкости и нефтяной эмульсии, в технологии подготовки нефти на промыслах, а также при ее транспорте.

Таблица 1.8-1. Техническая характеристика подогревателя нефти ПП-063

Показатель	ПП-063
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	0,73 (0,63)
Нагреваемая среда	Нефть-вязкость при 20°С не более 100 сСт, содержание кислых газов: H2S не более 0,01 % мол., CO2 не более 1,0 % мол
Производительность по нагреваемому продукту, не более: кг/с (т/сут.)	13,3 (1150)
Давление на входе в змеевик, не более: МПа (кгс/см ²)	6,3 (63)
Перепад давления в змеевике, не более: МПа (кгс/см ²)	0,25 (2,5)
Температура: на входе продукта в подогреватель, в пределах: °С	5
нагрева продукта, не более: °С	80
нагрева промежуточного теплоносителя (пресная вода), не более, °С	100
Топливо	природный или попутный нефтяной газ
Расход топливного газа (нефти), не более, м ³ /ч	не более 100
Теплота сгорания в пределах: МДж/нм ³	35-60
Масса подогревателя в нерабочем состоянии, не более: т	13,0

Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за проектный период 2023-2025 г.г. представлен в таблице 1.8-2.

Таблица 1.8-2. Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за проектный период 2023-2025 г.г.

Наименование показателей	Годы		
	2023	2024	2025
Добыча сырого газа, м ³	2 549 000	5 246 000	5 235 000

Расход сырого газа на собственные технологические нужды промысла, м ³	2 549 000	5 246 000	5 235 000
Эксплуатация путевых подогревателей	434 621	565 007	587 007
- Рабочая Н-03	0	434 621	142 386
- Рабочая Н-04	434621	130 386	444 621
Эксплуатация Поршневых установок	1014115	3032328	2950728
- Рабочая GPP-1	1014115	1073430	2 065 510
- Рабочая GPP-2	0	1958899	885 219
Расход сырого газа при пуско-наладочных работах (V6), м ³	58200	0	0
- Рабочая Н-03	0	0	0
- Рабочая Н-04	9600	0	0
- Рабочая GPP-1	48600	0	0
- Рабочая GPP-2	0	0	0
Расход сырого газа при эксплуатации оборудования (V7), м ³	0	0	0
Для поддержания дежурной горелки	16 425	16 425	16 425
Расход сырого газа при планово-профилактических работах (V8), м ³	1025640	1632240	1680840
- Рабочая Н-03	0	72000	180000
- Рабочая Н-04	180000	180000	72000
- Рабочая GPP-1	845640	797040	583200
- Рабочая GPP-2	0	583200	845640
Расход сырого газа при технологических сбоях оборудования (V9), м ³	0	0	0

Организованные источники

ИЗ №0001 – Устьевые нагреватели ПП-063;

ИЗ №0002 – Устьевые нагреватели ПП-063;

ИЗ №0003 – Дренажная емкость;

ИЗ №0004 – Дренажная емкость;

ИЗ №0005 – Факел;

ИЗ №0006 - 0012 – Резервуары для нефти;

ИЗ №0013 - 0014 – Дренажная емкость;

ИЗ №0015 – ДЭС;

ИЗ №0016 – Емкость для д/т (ДЭС);

ИЗ №0017, Котельная.

ИЗ №0018, ГПЭС (2 ед.).

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 (2028 год) – 57,0176569983 г/сек и 638,7259648 т/год.

При проведении расчетов учитывалась специфика производства, возможные источники загрязнения атмосферы, а также используемые материалы. Необходимо учитывать, что здесь приводятся предварительные данные по источникам выбросов. Объективно об источниках выбросов можно будет судить на стадии проекта, проанализировав все проектные решения.

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 1500 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	40.6976725	667.441813
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	10.777918	40.610355	576.83925
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 (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.637616	20.571392	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	11.064206	106.4206
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.546806	11.064206	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	17.8281835953	10.648003

2902	РПК-265П) (10)								
2908	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15	3	0.011	0.0051912	0.034608		
	Пыль неорганическая, содержащая	0.3	0.1	3	0.07022158	0.005571	0.05571		
	двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0046	0.002448	0.0612		
В С Е Г О :					26.90133541	175.4605901753	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 разработке месторождения Кенбулак (2028 г. - максимальная добыча нефти)

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 (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	168.521796	27.951
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	10.15442806667	165.856606	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				50		19.158419808	55.04792258	0.44095845

0416	C1-C5 (1502*) 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
	В С Е Г О от 1 скв. :						57.0176569983	638.7259648	
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)									

Примечание * Данный перечень выполняемых работ может быть неполным, в дальнейшем при разработке технического проекта для данного производства, список работ и перечень загрязняющих веществ будет уточнен и дополнен.

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

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 достаточно 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.

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из ближайшей водозаборной скважины согласно договору.

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

Объемы потребляемой воды приведены на максимальное потребление.

Водоснабжение для хозяйственно-бытовых, питьевых и технологических нужд привозится согласно договору специализированной организацией.

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:

Наименование работ	Количество дней	Количество человек	Норма на 1 человека, л/сут		Расход воды, м ³			
			питьевой	бытовой	питьевой	бытовой	технической	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Строительство и монтаж	13,0	30	20	25	7,8	9,75	-	17,55
Подготовительные работы	3,0	25	20	25	1,5	1,88	129,0	132,38
Бурение и крепление	34,6	25	20	25	17,3	21,63	1487,8	1526,73
Испытание в колонне	360	12	20	25	86,4	108,0	7200,0	7394,4
Испытание КИИ	4,0	25	20	25	2,0	2,5	80,0	84,5
Итого:					115,0	143,76	8896,8	9155,56

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 водным источникам, 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 водоохранных 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 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 нефтегазопрооявлений. 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. Отработанные 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.

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 маршрутам 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, нефтепродуктами 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 замазученных 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, характеризующимся 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 достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

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 ограждений 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%): 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: неакционноспособные (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% Si

— 1,3%. Класс опасности 4. Реакционная способность: неакционноспособные (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: неакционноспособные (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: неакционноспособные (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. 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 1 скважины (1500м) составит: буровой шлам-308,24 тонн; ОБР - 389,328 тонн; Отработанное масло-1,95тонн; ТБО-5,229; Металлолом -2,02 тонн; Огарки использованных электродов -0,0363 тонн; Пустая бочкотара -0,5 тонн; Исползованная тара -1,5тонн.

Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 18,5636 тонн, в том числе: Отработанные люминесцентные лампы-0,0093 тонн; Промасленная ветошь -0,254 тонн; Отработанные масла-1,9 тонн; Огарки сварочных электродов-0, 0003тонн; Металлолом -2 тонны; Коммунальные отходы (ТБО)-14,4 тонн. Отходы производства и потребления вывозятся по договору со специализированной организацией.

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.

$$2,1: 1,2 = 1,75 \text{ т/м}^3$$

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%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO₂ – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4.

Перечень опасных свойств отходов: НРЗ - огнеопасные вещества.

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

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

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

Металлолом – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe₂O₃ – 89,12%, Al₂O₃ – 0,1%, MgO – 0,85%, Cu – 1,7%. В отходе присутствуют также TiO₂, MnO, Na₂O, V₂O₅, Cr, Co, Mo. Класс опасности 4.

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

аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

При сдаче металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома, большие куски помещать на специальную площадку временного хранения с последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

Огарки сварочных электродов - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe₂O₃ – 79,2%, Al₂O₃ – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%. Класс опасности 4. Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

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

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

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

Коммунальные отходы 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_{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 Мынтекте

$$M = 365 * 40 = 14400 \text{ кг/год или } 14,4 \text{ т/год}$$

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:

$$N = (Nb + Nd) * 0,25,$$

где 0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

Nd – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта и генераторов на дизельном топливе; $Nd = Yd * Hd * p$, где Yd – расход дизельного топлива за год, м3; Hd – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива; p – плотность моторного масла, 0,930 т/м3.

Nb – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине; $Nb = Yb * Hb * p$, где Yb – расход бензина за год, м3; Hb – 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	p	N _b = Y _b * H _b * p	Y _d	H _d	N _d = Y _d * H _d * p	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: $N = Y * H * p * 0,25$

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	p		N
газопоршневой 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:

$$N = M * \alpha, \text{ т/период}$$

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)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Состав промасленной ветоши (%): тряпье – 73; масло – 12; влага – 15.

Расчет образования промасленной ветоши произведен в соответствии с формулой п. 2.32 расчетной методики:

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год},$$

где: M_o – поступающее количество ветоши, т/год, $M_o = 0,1728$;

M – норматив содержания в ветоши масел, $M=0,12 \cdot M_o$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W=0,15 \cdot M_o$;

$$M = 0,12 \cdot 0,1728 = 0,020736$$

$$W = 0,15 \cdot 0,1728 = 0,02592$$

$$N = 0,1728 + 0,020736 + 0,02592 = 0,254 \text{ т/год}$$

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 МООС РК от «18» 04 2008г. № 100-п. Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n \cdot T / T_p, \text{ шт/год},$$

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 специальноотведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специальноотведенные 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 контролируемыми 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 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

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Сырдарьинский район (узб. Sirdaryo tumani, Сирдарё тумани) — административная единица в Сырдарьинской области Узбекистана. Административный центр — город Сырдарья.

Сырдарьинский район был образован в 1939 году в составе Ташкентской области. 25 июня 1959 года к Сырдарьинскому району был присоединён Верхневолынский район[1]. В 1963 году вошёл в состав Сырдарьинской области.

В 1970 году из части территории Сырдарьинского района был образован Ворошиловский район. А в 1990 году Ворошиловский район переименован в Сайхунабадский район[2].

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.

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.

На месторождении Кенбулак, согласно материалам подсчета запасов (1), установлены шесть продуктивных горизонтов, приуроченные к верхненеокомскому надъярсу нижнемеловых отложений: А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-1-Б и М-0-3.

По продуктивным горизонтам М-0-1-А и М-0-1-Б запасы нефти и газа оценены и утверждены по промышленной категории С1, а по остальным – по категориям С1 и С2, но запасы промышленной категории составляют большую часть (рисунок 3.4.1).

Как правило, в промышленную разработку возможно вовлечь лишь запасы нефти и газа категорий А, В и С1. Запасы нефти и газа категории С2 могут быть введены в промышленную разработку только после подтверждения опробованием, перевода на более высокую категорию и постановкой на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан.

Как известно, месторождение Кенбулак в настоящее время находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г. В рамках утвержденных проекта пробной эксплуатации (1), Дополнения к проекту пробной эксплуатации (1) и технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти (ТЭО КИН) к подсчету запасов (1), установленные на месторождении Кенбулак продуктивные горизонты нижнемеловых отложений выделены в четыре эксплуатационных объекта и поэтому в рамках настоящего проектного документа выделение эксплуатационных объектов не претерпело изменений и будет выглядеть следующим образом:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт М-0-3.

На рисунке 3 представлено распределение утвержденных ГКЗ Республики Казахстан начальных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам. Как видно из рисунка, основная часть запасов нефти (около 56 %) сосредоточена в пределах II-го эксплуатационного объекта, по остальным объектам – практически в равных долях.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов и эксплуатационных объектов представлены в таблице 4.

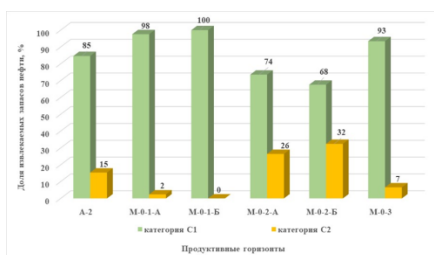


Рисунок 3. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по категориям и горизонтам

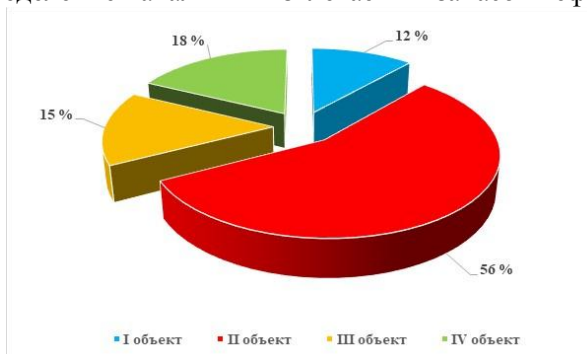


Рисунок 4. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам

Таблица 3-1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Объекты разработки			
	I	II	III	IV
Средняя глубина залегания, м	1013,0	1138,0	1171,0	1205,0
Тип коллектора	Терригенные, поровые			
Площадь нефтеносности (категория C ₁), тыс.м ²	1802	2477	1286	1544
Средняя общая толщина, м	25,7	11,1	9,8	12,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,7	4,5	2,5	4,5
Пористость, д. ед.	0,240	0,225	0,245	0,260
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,52	0,54	0,50	0,51
Проницаемость (по керну), *10 ⁻³ мкм ²	172	26	195	314
Проницаемость (по ГДИС), *10 ⁻³ мкм ²	47	103	140	250
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,706	0,438	0,563	0,537
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5,3	2,7	3,2	3,3
Пластовая температура, °С	52,6	59,1	60,9	62,2
Начальное пластовое давление, МПа	9,9	11,6	12,0	12,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,7	0,8	3,2	0,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,529	0,649	0,797	0,606
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,862	1,262	1,086	1,502
Содержание серы в нефти, %	0,26	0,26	0,22	0,10
Содержание парафина в нефти, %	9,7	7,3	4,3	1,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,3	8,8	8,4	7,9
Газосодержание нефти, м ³ /т	73,3	65,8	63,3	351,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,016	1,016	1,044	1,044
Коэффициент продуктивности (начальный), м ³ /(сут*МПа)	32,7	22,0	1,1	0,8
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	410	1728	650	516
в том числе: по промышленной категории C ₁	330	1707	428	471
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	152,9	602,6	223,2	202,3
в том числе: по промышленной категории C ₁	129,4	597,2	160,7	189,0
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,373	0,349	0,343	0,392
в том числе: по промышленной категории C ₁	0,392	0,350	0,375	0,401

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дельнейшей разработки месторождения Кенбулак, которые различаются между собой режимами эксплуатации продуктивных объектов, проектной плотностью сетки, количеством и схемами размещения скважин, движениями существующих скважин путем переводов с одних эксплуатационных объектов на другие и т.д.

Согласно рекомендациям п. 135 «Единые правила...» (1), в качестве базового варианта предусмотрена разработка выделенных эксплуатационных объектов на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант предусматривает организацию системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения. Третий вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает применение в качестве новых технологий ввод из бурения горизонтальных добывающих скважин, с организацией системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения.

Как известно, в настоящее время месторождение Кенбулак находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г., ввиду чего прогнозирование уровней промышленной добычи и других показателей разработки во всех рассмотренных ниже вариантах предусматривается с «16» июля 2023 г.

Для всех рассмотренных ниже вариантов разработки в добывающих скважинах предусматривается поддержание забойных давлений на уровне давления насыщения нефти газом, а для нагнетательных скважин, в вариантах 2 и 3 – на уровне от 5,0 МПа до 15 МПа, для обеспечения полной компенсации отборов жидкости в пластовых условиях закачкой воды.

Согласно рекомендации п. 105 «Единые правила...» (1) для обоснования эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом необходимо обязательно провести дополнительные специальные режимные исследования скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. Исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом диаметре штуцера (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для системы поддержания пластового давления для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием нижнемеловых вод.

Необходимо подчеркнуть, что в настоящее время недропользователем, согласно Дополнения к проекту пробной эксплуатации (1), пробурены две скважины: опережающая добывающая скважина Кенбулак-10 и оценочная КБ-4. Вместе с тем, начато бурение проектной опережающей добывающей скважины Кенбулак-11, также согласно Дополнения к проектному документу (1). Все три вышеотмеченные скважины планируется ввести в эксплуатацию на I-й эксплуатационный объект для осуществления промышленной добычи начиная с «16» июля 2023 г. и поэтому во всех рассмотренных ниже вариантах разработки, ввод скважин из бурения для рассматриваемого эксплуатационного объекта не предусматривается, так как расположение скважин совпадает с системой размещения скважин, которые были предусмотрены для I-го эксплуатационного объекта в рамках утвержденного отчета ТЭО КИН к подсчету запасов месторождения Кенбулак (1).

Проектные дебиты скважин по нефти приняты, как и в рамках утвержденного отчета ТЭО КИН к подсчету запасов месторождения Кенбулак (1) и составляют: на I-м эксплуатационном объекте 20,0 т/сут; на II-м объекте 23,0 т/сут; на III-м объекте 12,0 т/сут и IV-м объекте – 11,0 т/сут.

Проектные дебиты горизонтальных скважин, которые планируются в варианте разработки 3, приняты по коэффициенту увеличения, с учетом предварительного расчета дебитов по общеизвестному уравнению Дюпюи и уравнению Ю. Борисова.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, т.е. до снижения пластового давления до давления насыщения нефти газом.

В варианте предусматривается ввод из бурения 11 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 20 добывающих скважин.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления, путем внутриконтурной и приконтурной закачки воды через нагнетательные скважины по эксплуатационным объектам.

В варианте предусматривается ввод из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин. В варианте нагнетательные скважины предусматривается сформировать из добывающего фонда, путем перевода под нагнетание воды, общим количеством 5 ед.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 19 скважин, из которых: 14 добывающих и 5 нагнетательных.

Вариант 3. В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления, путем внутриконтурной и приконтурной закачки воды через нагнетательные скважины по эксплуатационным объектам.

В варианте предусматривается ввод из бурения 16 проектных эксплуатационных скважин, из которых: 8 ед. в качестве добывающих и 8 ед. – нагнетательных. Из проектируемых к вводу из бурения добывающих скважин, 7 ед. являются горизонтальными и 1 ед. – вертикальная. В варианте предусматривается использование 9 существующих скважин, из которых одну скважину в

дальнейшем планируется перевести под закачку воды в нагнетательный фонд.

Проектный темп бурения составит 3-4 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м, а длины горизонтальных участков стволов – 250-300 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 25 скважин, из которых: 16 добывающих и 9 нагнетательных.

В таблице 3.4.3 представлены основные характеристики рассмотренных выше вариантов разработки месторождения Кенбулак.

На графических приложениях 18-20 представлены схемы размещения пробуренных и проектных скважин по рассмотренным вариантам разработки.

Таблица 3-2. Расчет гипотетического дебита по нефти вертикальных и горизонтальных скважин

Наименование	Обозначение	Эксплуатационные объекты		
		II	III	IV
Длина горизонтального участка, м	L	250	250	250
Условный радиус контура питания, м	R	800	800	800
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	h	5,7	4,0	4,2
Радиус скважины, м	r _с	0,073	0,073	0,073
Проницаемость, мкм ²	k	0,103	0,140	0,250
Пластовое давление, МПа	P _{пл}	11,6	12,0	12,4
Забойное давление скважин, МПа	P _з	8,8	8,4	7,9
Вязкость нефти, мПа*с	μ	0,8	3,2	0,3
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	ρ _н	0,819	0,785	0,761
Расчетный дебит вертикальной скважины, т/сут	Q _в	23,0	12,0	11,0
Расчетный дебит горизонтальной скважины, т/сут	Q _г	48,3	27,6	24,2
Расчетное увеличение дебита, раза	-	2,1	2,3	2,2

Таблица 3-3. Основные характеристики рассмотренных вариантов разработки месторождения Кенбулак

№№ п/п	Наименование показателей	Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
		Эксплуатационный объект				Эксплуатационный объект				Эксплуатационный объект			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	Режим работы продуктивных горизонтов	Истощение пластовой энергии, упругий режим				Поддержание пластовой энергии				Поддержание пластовой энергии			
2	Система размещения скважин	Равномерная				Равномерная				Равномерная			
3	Система заводнения	-				Внутриконтурное и приконтурное				Внутриконтурное и приконтурное			
4	Ввод существующих скважин, ед.	5	1	1	2	5	1	1	2	5	1	1	2
5	Ввод проектных вертикальных доб. скважин из бурения	-	6	3	2	-	5	3	2	-	-	1	-
6	Ввод проектных горизонтальных доб. скважин из бурения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	1	2
7	Ввод проектных вертикальных нагн. скважин из бурения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	3
8	Перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд, ед.	-	-	-	-	1	2	1	1	1	-	-	-

9	Ввод скважин из других объектов, ед.	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-
10	Режим работы добывающих скважин	На уровне давления насыщения нефти газом											
11	Режим работы нагнетательных скважин	-				Давление нагнетания на устье 5,0-15,0 МПа				Давление нагнетания на устье 5,0-15,0 МПа			
12	Коэффициент эксплуатации доб. и нагн. скважин, д.ед.	0,95				0,95				0,95			
13	Максимально-допустимый газовый фактор, м ³ /т	73,3	65,8	63,3	351,4	73,3	65,8	63,3	351,4	73,3	65,8	63,3	351,4
14	Максимально-допустимое соотношение $P_{пл}$ к P_3 , д.ед.	1,02				1,02				1,02			
15	Максимально-допустимое соотношение $P_{пл}$ к $P_{нас}$, д.ед.	1,02				1,02				1,02			
16	Максимально-допустимое соотношение P_3 к $P_{нас}$, д.ед.	1,00				1,00				1,00			
17	Максимально-допустимое отклонение проектных уровней добычи нефти, %	± 10,0				± 10,0				± 10,0			
18	Максимально-допустимое отклонение проектных уровней закачки воды, %	± 10,0				± 10,0				± 10,0			
19	Проектная компенсация отборов жидкости закачкой воды в пластовых условиях, %	-				100,0				100,0			

Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В вариантах разработки 2 и 3 предусматривается организация системы ППД закачкой воды во все выделенные эксплуатационные объекты.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием нижнемеловых вод.

Закачка газа и/или других агентов в продуктивные пласты не рассматриваются, а основной причиной являются: дефицит газа; невозможность использования растворов ПАА и ПАВ из-за практически одинаковой подвижности воды и нефти в пластовых условиях и коллекторских свойств пород; техническая трудность организации закачки.

Необходимо подчеркнуть, что с освоением системы ППД с закачкой воды также существуют множество проблем, основные из которых: дефицит воды; обеспечение приемистости нагнетательных скважин; вопрос об эффективности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин из-за наличия разнонаправленных систем трещин в продуктивных отложениях и др. Поэтому недропользователю рекомендуется в процессе подготовительного периода изучить вышеприведенные вопросы.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту (попутно-добываемая вода и другие) для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.

- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 оС и в пробе после прокаливании при 600 оС должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кенбулак.

Вариант 1. В рассматриваемом варианте основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный КИН достигается в течение 25 лет (2023-2047 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 53,3 тыс.т и достигается в 2024-2027 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 94,3 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- ввод добывающих скважин в эксплуатацию из бурения – 11 ед.;
- темп бурения – 2-3 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 590,5 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,201 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,367 д.ед.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный КИН достигается в течение 34 лет (2023-2056 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 71,9 тыс.т и достигается в 2027-2029 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,8 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 5 ед.;
- переводы и возвраты из одних объектов на другие – 3 ед.;
- ввод добывающих скважин в эксплуатацию из бурения – 10 ед.;
- темп бурения – 2-3 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 1076,8 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,367 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,367 д.ед.

Вариант 3. В рассматриваемом варианте основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный КИН достигается в течение 21 лет (2023-2043 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 100,0 тыс.т и достигается в 2024-2026 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 89,5 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 1 ед.;
- ввод скважин в эксплуатацию из бурения – 8 ед., из них: 7 ед. – горизонтальные и 1 ед. – вертикальная;
- ввод нагнетательных скважин из бурения – 8 ед.;
- темп бурения – 3-4 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 1061,4 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,362 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,367 д.ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.10 представлены основные проектные технологические показатели разработки как по месторождению Кенбулак в целом, так и объектам эксплуатации по рекомендуемому варианту разработки 2.

В табличных приложениях 4.1.1-4.1.20 представлены проектные технологические показатели разработки по вариантам разработки 1 и 3 как в целом по месторождению Кенбулак, так и объектам эксплуатации.

Таблица 4.1.1 - Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Месторождение Кенбулак

Годы и период	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп - ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека - емых запасов нефти, %	Коэффи - циент извлече - ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод - нен - ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен - сация отборов жидкост и закачкой , %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		началь - ных	теку - щих				всего	мех.спо - собом	всего	мех.спо - собом		годова я	накоп - ленна я		годова я	накоп - ленна я
2023	23,3	2,2	2,3	83,8	7,8	0,029	25,1	4,7	89,4	4,7	7,0	0,0	0,0	0	2,549	11,738
2024	49,3	4,6	5,0	133,2	12,4	0,045	64,0	45,3	153,4	50,0	22,9	0,0	0,0	0	5,246	16,984
2025	51,6	4,8	5,5	184,8	17,2	0,063	75,6	64,3	228,9	114,3	31,7	0,0	0,0	0	5,235	22,219
2026	60,4	5,6	6,8	245,2	22,8	0,084	95,7	95,7	324,6	210,0	36,9	58,2	58,2	43	6,100	28,319
2027	70,6	6,6	8,5	315,7	29,3	0,108	118,9	118,9	443,5	328,9	40,6	139,8	198,0	84	7,348	35,667
2028	74,2	6,9	9,8	390,0	36,2	0,133	135,4	135,4	578,9	464,3	45,2	169,4	367,4	92	7,810	43,478
2029	70,9	6,6	10,3	460,9	42,8	0,157	138,5	138,5	717,5	602,8	48,8	182,8	550,2	100	7,449	50,926
2030	66,6	6,2	10,8	527,6	49,0	0,180	137,7	137,7	855,2	740,6	51,6	178,9	729,1	100	7,068	57,994
2031	59,8	5,6	10,9	587,4	54,6	0,200	137,0	137,0	992,2	877,6	56,4	173,8	902,9	100	6,544	64,538
2032	54,0	5,0	11,0	641,3	59,6	0,218	136,6	136,6	1128,8	1014,2	60,5	169,9	1072,7	100	6,113	70,651
2033	48,1	4,5	11,1	689,5	64,1	0,235	135,5	135,5	1264,3	1149,7	64,5	165,1	1237,8	100	5,533	76,183
2034	43,1	4,0	11,1	732,6	68,1	0,250	134,7	134,7	1399,0	1284,4	68,0	161,1	1399,0	100	5,026	81,209
2035	38,7	3,6	11,2	771,2	71,7	0,263	134,0	134,0	1533,0	1418,4	71,1	157,6	1556,6	100	4,572	85,782
2036	34,8	3,2	11,4	806,0	74,9	0,275	133,6	133,6	1666,6	1552,0	73,9	154,8	1711,3	100	4,175	89,957
2037	31,3	2,9	11,6	837,3	77,8	0,285	132,5	132,5	1799,1	1684,5	76,4	151,5	1862,9	100	3,797	93,754
2038	28,2	2,6	11,8	865,4	80,4	0,295	131,7	131,7	1930,9	1816,2	78,6	148,8	2011,7	100	3,465	97,218
2039	25,4	2,4	12,0	890,8	82,8	0,303	131,0	131,0	2061,8	1947,2	80,6	146,4	2158,0	100	3,165	100,384
2040	23,0	2,1	12,4	913,8	84,9	0,311	130,5	130,5	2192,	2077,8	82,4	144,5	2302,5	100	2,902	103,28

									4							5
2041	20,8	1,9	12,8	934,6	86,8	0,318	129,5	129,5	2321,9	2207,3	84,0	142,1	2444,5	100	2,649	105,935
2042	18,8	1,7	13,3	953,4	88,6	0,325	128,7	128,7	2450,6	2336,0	85,4	140,1	2584,6	100	2,427	108,361
2043	17,1	1,6	13,9	970,5	90,2	0,331	128,0	128,0	2578,6	2464,0	86,7	138,2	2722,8	101	2,225	110,587
2044	15,5	1,4	14,7	986,0	91,6	0,336	127,5	127,5	2706,1	2591,5	87,8	136,9	2859,7	101	2,048	112,634
2045	12,5	1,2	13,8	998,5	92,8	0,340	104,7	104,7	2810,8	2696,2	88,1	111,2	2970,9	100	1,756	114,390
2046	11,2	1,0	14,5	1009,8	93,8	0,344	104,1	104,1	2914,9	2800,3	89,2	109,9	3080,8	100	1,606	115,996
2047	10,1	0,9	15,2	1019,9	94,8	0,347	103,6	103,6	3018,5	2903,9	90,2	108,7	3189,5	100	1,469	117,465
2048	9,2	0,9	16,3	1029,1	95,6	0,351	103,3	103,3	3121,8	3007,2	91,1	107,8	3297,3	100	1,348	118,814
2049	8,3	0,8	17,5	1037,3	96,4	0,353	102,5	102,5	3224,3	3109,7	91,9	106,5	3403,8	100	1,232	120,045
2050	7,5	0,7	19,2	1044,8	97,1	0,356	101,9	101,9	3326,2	3211,6	92,7	105,4	3509,2	100	1,128	121,174
2051	6,7	0,6	21,4	1051,6	97,7	0,358	101,4	101,4	3427,6	3313,0	93,3	104,4	3613,6	100	1,034	122,208
2052	6,1	0,6	24,7	1057,7	98,3	0,360	101,1	101,1	3528,7	3414,1	94,0	103,7	3717,3	100	0,950	123,158
2053	5,5	0,5	29,6	1063,2	98,8	0,362	100,3	100,3	3629,1	3514,4	94,5	102,6	3819,9	100	0,870	124,028
2054	5,0	0,5	38,1	1068,2	99,2	0,364	99,8	99,8	3728,8	3614,2	95,0	101,7	3921,6	100	0,798	124,825
2055	4,5	0,4	55,6	1072,7	99,7	0,365	99,2	99,2	3828,1	3713,4	95,4	100,9	4022,5	100	0,732	125,558
2056	4,1	0,4	113,9	1076,8	100,0	0,367	98,9	98,9	3927,0	3812,3	95,8	100,3	4122,8	100	0,674	126,231

Таблица 4.1.2. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Месторождение Кенбулак

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	все го	добывающих	нагнетательных						все го	нагнетательных	все го	действующих	механизированный	все го	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2023	1	1	0	0	3	0	10	1,50	0	0	10	10	2	0	0	13,7	14,7	1,496	0,0
2024	2	2	0	0	0	0	12	3,00	0	0	12	12	8	0	0	12,7	16,5	1,353	0,0
2025	2	2	0	0	0	0	14	3,00	0	0	14	14	12	0	0	11,3	16,5	1,142	0,0
2026	3	3	0	0	0	3	17	4,50	0	0	14	14	14	3	3	10,0	15,9	1,013	106,3
2027	2	2	0	0	0	1	19	4,50	0	0	15	15	15	4	4	9,7	16,4	1,012	114,3
2028	0	0	0	0	0	1	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	9,7	17,8	1,024	107,7
2029	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	9,1	17,8	0,955	105,4
2030	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	8,6	17,7	0,907	103,2
2031	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	7,7	17,6	0,840	100,3
2032	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	6,9	17,5	0,783	97,8
2033	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	6,2	17,4	0,710	95,2
2034	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	5,5	17,3	0,645	92,9
2035	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	5,0	17,2	0,587	90,9
2036	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	4,5	17,1	0,535	89,1
2037	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	4,0	17,0	0,487	87,4
2038	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	3,6	16,9	0,445	85,8
2039	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	3,3	16,8	0,406	84,4
2040	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,9	16,7	0,372	83,1
2041	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,7	16,6	0,340	81,9
2042	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,4	16,5	0,311	80,8
2043	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,2	16,4	0,286	79,7
2044	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,0	16,3	0,262	78,8
2045	0	0	0	0	0	0	19	0,00	3	1	12	12	12	4	4	2,1	17,3	0,290	80,1

2046	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,9	17,2	0,265	79,2
2047	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,7	17,1	0,242	78,4
2048	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,5	17,0	0,222	77,6
2049	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,4	16,9	0,203	76,7
2050	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,2	16,8	0,186	76,0
2051	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,1	16,7	0,171	75,3
2052	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,0	16,6	0,157	74,6
2053	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,9	16,6	0,143	73,9
2054	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,8	16,5	0,132	73,3
2055	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,7	16,4	0,121	72,7
2056	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,7	16,3	0,111	72,2

Таблица 4.1.3. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект I

Годы и период ы	Добыча а нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп - ленная добыча а нефти, тыс.т	Отбор извлека -емых запасов нефти, %	Коэффи- циент извлечени я нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод -нен- ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен- сация отборов жидкост и закачкой , %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		началь -ных	теку - щих				всег о	мех.спо -собом	всег о	мех.спо -собом		годова я	накоп- ленна я		годова я	накоп- ленна я
2023	11,2	8,7	9,6	23,2	17,9	0,070	11,7	4,7	24,6	4,7	4,2	0,0	0,0	0	0,823	1,839
2024	20,3	15,7	19,1	43,5	33,6	0,132	27,2	27,2	51,8	31,9	25,4	0,0	0,0	0	1,489	3,328
2025	15,2	11,8	17,7	58,8	45,4	0,178	26,0	26,0	77,8	57,9	41,4	0,0	0,0	0	1,116	4,445
2026	11,7	9,0	16,5	70,4	54,4	0,213	25,8	25,8	103,6	83,7	54,7	18,0	18,0	45	0,857	5,301
2027	9,1	7,0	15,4	79,5	61,5	0,241	25,6	25,6	129,2	109,2	64,4	34,5	52,5	94	0,667	5,968
2028	7,2	5,6	14,5	86,8	67,0	0,263	25,4	25,4	154,6	134,7	71,6	34,2	86,7	100	0,530	6,498
2029	5,8	4,5	13,6	92,6	71,5	0,280	25,1	25,1	179,7	159,8	76,9	32,2	118,9	100	0,425	6,923
2030	4,8	3,7	12,9	97,3	75,2	0,295	24,9	24,9	204,7	184,7	80,9	30,7	149,6	100	0,350	7,273
2031	4,0	3,1	12,5	101,3	78,3	0,307	24,7	24,7	229,4	209,5	83,8	29,5	179,1	100	0,293	7,566
2032	3,4	2,7	12,2	104,8	81,0	0,317	24,6	24,6	254,0	234,1	86,1	28,7	207,8	100	0,251	7,818
2033	3,0	2,3	12,1	107,7	83,3	0,326	24,3	24,3	278,3	258,4	87,7	27,9	235,7	100	0,219	8,036
2034	2,7	2,1	12,3	110,4	85,3	0,335	24,1	24,1	302,4	282,5	89,0	27,3	263,0	100	0,195	8,231

2035	2,4	1,9	12,7	112,8	87,2	0,342	23,9	23,9	326,3	306,4	89,9	26,7	289,7	100	0,177	8,408
2036	2,2	1,7	13,4	115,0	88,9	0,349	23,8	23,8	350,1	330,1	90,6	26,4	316,1	100	0,163	8,571
2037	2,1	1,6	14,4	117,1	90,5	0,355	23,5	23,5	373,5	353,6	91,2	25,9	342,0	100	0,152	8,723
2038	2,0	1,5	16,0	119,1	92,0	0,361	23,3	23,3	396,8	376,9	91,6	25,6	367,6	100	0,144	8,867
2039	1,9	1,5	18,2	120,9	93,5	0,367	23,1	23,1	419,9	400,0	91,9	25,3	392,8	100	0,138	9,005
2040	1,8	1,4	21,5	122,8	94,9	0,372	22,9	22,9	442,8	422,9	92,1	25,0	417,9	100	0,133	9,138
2041	1,8	1,4	26,5	124,5	96,2	0,377	22,7	22,7	465,5	445,5	92,2	24,7	442,5	100	0,129	9,267
2042	1,7	1,3	35,2	126,2	97,6	0,383	22,4	22,4	487,9	468,0	92,3	24,4	467,0	100	0,126	9,393
2043	1,7	1,3	53,4	127,9	98,9	0,388	22,2	22,2	510,1	490,2	92,4	24,2	491,2	100	0,124	9,517
2044	1,7	1,3	113,2	129,6	100,2	0,393	22,1	22,1	532,2	512,3	92,4	24,0	515,2	100	0,122	9,639

Таблица 4.1.4. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект I

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	все го	добывающих	нагнетательных						все го	нагнетательных	все го	действующих	механизированный	все го	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	0	0	0	0	3	0	5	0,00	0	0	5	5	2	0	0	13,3	13,9	0,974	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	5	5	5	0	0	11,7	15,7	0,857	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	5	5	5	0	0	8,8	15,0	0,644	0,0
2026	0	0	0	0	0	1	5	0,00	1	0	3	3	3	1	1	6,7	14,9	0,494	98,8
2027	0	0	0	0	0	0	5	0,00	1	0	2	2	2	1	1	5,2	14,7	0,385	99,4
2028	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,2	14,6	0,305	98,4
2029	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,3	14,5	0,245	92,8
2030	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,7	14,4	0,202	88,5
2031	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,3	14,3	0,169	85,2
2032	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,0	14,1	0,145	82,5
2033	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,7	14,0	0,126	80,4

2034	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,5	13,9	0,112	78,6
2035	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,4	13,8	0,102	77,1
2036	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,3	13,7	0,094	75,8
2037	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,2	13,5	0,088	74,7
2038	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,1	13,4	0,083	73,7
2039	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,1	13,3	0,079	72,8
2040	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	13,2	0,077	72,0
2041	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	13,1	0,074	71,2
2042	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,9	0,073	70,5
2043	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,8	0,071	69,8
2044	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,7	0,070	69,1

Таблица 4.1.5. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект II

Годы и период ы	Добыча а нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп - ленная добыча а нефти, тыс.т	Отбор извлека -емых запасов нефти, %	Коэффи- циент извлечени я нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод -нен- ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен- сация отборов жидкост и закачкой , %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		началь -ных	теку -щих				всего	мех.спо -собом	всего	мех.спо -собом		годова я	накоп- ленна я		годова я	накоп- ленна я
2023	7,3	1,2	1,3	33,1	5,5	0,019	8,1	0,0	35,6	0,0	10,2	0,0	0,0	0	0,479	2,673
2024	17,6	2,9	3,1	50,7	8,5	0,030	22,5	15,0	58,1	15,0	21,7	0,0	0,0	0	1,159	3,832
2025	22,6	3,8	4,1	73,3	12,3	0,043	31,3	23,5	89,4	38,5	27,8	0,0	0,0	0	1,488	5,320
2026	31,3	5,2	6,0	104,6	17,5	0,061	44,7	44,7	134,1	83,1	29,9	28,9	28,9	47	2,061	7,381
2027	41,5	6,9	8,4	146,1	24,5	0,086	62,1	62,1	196,1	145,2	33,1	84,4	113,3	100	2,732	10,112
2028	47,0	7,9	10,4	193,0	32,3	0,113	74,9	74,9	271,0	220,1	37,3	100,1	213,4	100	3,091	13,204
2029	46,1	7,7	11,4	239,1	40,0	0,140	78,5	78,5	349,5	298,5	41,3	103,2	316,6	100	3,035	16,238
2030	43,6	7,3	12,2	282,8	47,4	0,166	78,1	78,1	427,6	376,7	44,1	101,5	418,1	100	2,873	19,111
2031	38,5	6,4	12,2	321,3	53,8	0,188	77,8	77,8	505,3	454,4	50,5	98,3	516,5	100	2,535	21,646
2032	34,1	5,7	12,3	355,3	59,5	0,208	77,6	77,6	582,9	532,0	56,1	95,8	612,3	100	2,243	23,888
2033	30,0	5,0	12,4	385,3	64,5	0,226	77,0	77,0	660,0	609,0	61,1	93,0	705,2	100	1,973	25,861

2034	26,4	4,4	12,5	411,8	68,9	0,241	76,7	76,7	736,6	685,7	65,5	90,7	795,9	100	1,740	27,601
2035	23,3	3,9	12,6	435,1	72,9	0,255	76,3	76,3	813,0	762,0	69,4	88,6	884,5	100	1,536	29,137
2036	20,6	3,5	12,7	455,7	76,3	0,267	76,2	76,2	889,1	838,2	72,9	87,0	971,5	100	1,359	30,495
2037	18,2	3,0	12,8	473,9	79,3	0,278	75,6	75,6	964,7	913,8	76,0	85,1	1056,6	100	1,195	31,691
2038	16,0	2,7	13,0	489,9	82,0	0,287	75,2	75,2	1040,0	989,0	78,7	83,6	1140,2	100	1,054	32,745
2039	14,1	2,4	13,2	504,0	84,4	0,295	74,9	74,9	1114,8	1063,9	81,1	82,2	1222,3	100	0,930	33,675
2040	12,5	2,1	13,4	516,5	86,5	0,303	74,7	74,7	1189,6	1138,6	83,3	81,1	1303,4	100	0,823	34,499
2041	11,0	1,8	13,6	527,5	88,3	0,309	74,2	74,2	1263,7	1212,8	85,2	79,7	1383,2	100	0,724	35,223
2042	9,7	1,6	13,9	537,2	90,0	0,315	73,8	73,8	1337,5	1286,6	86,9	78,7	1461,9	100	0,639	35,861
2043	8,6	1,4	14,3	545,8	91,4	0,320	73,4	73,4	1411,0	1360,1	88,3	77,7	1539,5	100	0,564	36,425
2044	7,6	1,3	14,7	553,4	92,7	0,324	73,3	73,3	1484,3	1433,3	89,7	77,0	1616,5	100	0,499	36,924
2045	6,7	1,1	15,2	560,0	93,8	0,328	72,7	72,7	1557,0	1506,1	90,8	75,9	1692,5	100	0,439	37,363
2046	5,9	1,0	15,8	565,9	94,8	0,332	72,4	72,4	1629,4	1578,4	91,9	75,2	1767,6	100	0,387	37,750
2047	5,2	0,9	16,6	571,1	95,6	0,335	72,0	72,0	1701,4	1650,5	92,8	74,4	1842,1	100	0,342	38,091
2048	4,6	0,8	17,6	575,7	96,4	0,337	71,8	71,8	1773,2	1722,3	93,6	73,9	1916,0	100	0,302	38,393
2049	4,0	0,7	18,8	579,7	97,1	0,340	71,3	71,3	1844,5	1793,6	94,3	73,1	1989,1	100	0,266	38,659
2050	3,6	0,6	20,4	583,3	97,7	0,342	70,9	70,9	1915,4	1864,5	95,0	72,5	2061,5	100	0,234	38,893
2051	3,1	0,5	22,6	586,4	98,2	0,344	70,6	70,6	1986,0	1935,1	95,5	71,9	2133,4	100	0,207	39,100
2052	2,8	0,5	25,8	589,2	98,7	0,345	70,4	70,4	2056,4	2005,5	96,1	71,5	2204,9	100	0,183	39,283
2053	2,4	0,4	30,6	591,7	99,1	0,347	69,9	69,9	2126,3	2075,4	96,5	70,8	2275,7	100	0,161	39,444
2054	2,2	0,4	38,9	593,8	99,4	0,348	69,5	69,5	2195,8	2144,9	96,9	70,3	2346,0	100	0,142	39,587

2055	1,9	0,3	56,3	595,7	99,8	0,349	69,1	69,1	2264, 9	2214,0	97,2	69,8	2415,7	100	0,125	39,712
2056	1,7	0,3	113,9	597,4	100,0	0,350	69,0	69,0	2333, 9	2283,0	97,6	69,5	2485,2	100	0,111	39,823

Таблица 4.1.6. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект II

Годы и перио ды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	все го	добывающих	нагнетательных						все го	нагнетательных	все го	действующих	механизированный	все го	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	1	1	0	0	0	0	2	1,50	0	0	2	2	0	0	0	20,7	23,0	1,363	0,0
2024	1	1	0	0	0	0	3	1,50	0	0	3	3	2	0	0	19,2	24,6	1,267	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	4	1,50	0	0	4	4	3	0	0	18,3	24,5	1,164	0,0
2026	1	1	0	1	0	1	6	1,50	0	0	5	5	5	1	1	17,2	20,4	0,941	158,4
2027	1	1	0	1	0	1	8	1,50	0	0	6	6	6	2	2	16,3	21,3	0,935	159,4
2028	0	0	0	1	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	15,1	24,1	0,994	144,0
2029	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	14,0	23,9	0,924	148,8
2030	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	13,3	23,8	0,874	146,4
2031	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	11,7	23,7	0,772	141,8
2032	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	10,3	23,6	0,681	137,7
2033	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	9,1	23,5	0,600	134,1
2034	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	8,0	23,3	0,530	130,8
2035	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	7,1	23,2	0,467	127,8
2036	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	6,3	23,1	0,412	125,1
2037	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	5,5	23,0	0,364	122,7
2038	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	4,9	22,9	0,321	120,5
2039	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	4,3	22,8	0,283	118,5

2040	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	3,8	22,7	0,250	116,7
2041	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	3,3	22,6	0,220	115,0
2042	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	3,0	22,5	0,194	113,4
2043	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	2,6	22,4	0,172	112,0
2044	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	2,3	22,2	0,151	110,7
2045	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	2,0	22,1	0,134	109,5
2046	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,8	22,0	0,118	108,4
2047	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,6	21,9	0,104	107,3
2048	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,4	21,8	0,092	106,3
2049	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,2	21,7	0,081	105,4
2050	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,1	21,6	0,071	104,5
2051	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,0	21,5	0,063	103,6
2052	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,8	21,4	0,056	102,8
2053	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,7	21,3	0,049	102,1
2054	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,7	21,2	0,043	101,3
2055	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,6	21,0	0,038	100,6
2056	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,5	20,9	0,034	99,9

Таблица 4.1.7. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект III

Годы и период	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп - ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека -емых запасов нефти, %	Коэффи -циент извлечени я нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод -нен -ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен -сация отборов жидкост и закачкой , %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		началь -ных	теку -щих				всег о	мех.спо -собом	всег о	мех.спо -собом		годова я	накоп -ленна я		годова я	накоп -ленна я
2023	1,6	1,0	1,0	9,0	5,6	0,021	1,8	0,0	9,6	0,0	14,1	0,0	0,0	0	0,100	0,727
2024	4,9	3,0	3,2	13,9	8,6	0,032	6,2	3,1	15,8	3,1	20,8	0,0	0,0	0	0,309	1,036
2025	7,7	4,8	5,3	21,6	13,4	0,050	10,2	6,8	26,0	9,9	24,4	0,0	0,0	0	0,489	1,524
2026	10,1	6,3	7,3	31,7	19,7	0,074	15,0	15,0	41,1	24,9	32,6	11,3	11,3	60	0,641	2,166
2027	10,7	6,6	8,3	42,4	26,4	0,099	17,1	17,1	58,1	42,0	37,4	20,9	32,2	100	0,675	2,841

2028	9,9	6,2	8,4	52,3	32,6	0,122	17,1	17,1	75,2	59,1	41,8	20,6	52,8	100	0,628	3,469
2029	9,4	5,8	8,7	61,7	38,4	0,144	17,0	17,0	92,1	76,0	44,7	20,3	73,2	100	0,593	4,062
2030	8,9	5,5	9,0	70,6	43,9	0,165	16,8	16,8	108,9	92,8	47,0	19,9	93,1	100	0,563	4,624
2031	8,2	5,1	9,1	78,8	49,0	0,184	16,6	16,6	125,6	109,4	50,9	19,5	112,6	100	0,517	5,142
2032	7,5	4,7	9,2	86,3	53,7	0,202	16,5	16,5	142,1	126,0	54,5	19,1	131,7	100	0,475	5,617
2033	6,9	4,3	9,3	93,2	58,0	0,218	16,4	16,4	158,5	142,4	57,8	18,8	150,5	100	0,438	6,055
2034	6,4	4,0	9,4	99,6	62,0	0,233	16,2	16,2	174,7	158,6	60,9	18,3	168,8	100	0,402	6,457
2035	5,8	3,6	9,6	105,4	65,6	0,246	16,1	16,1	190,8	174,7	63,7	18,0	186,8	100	0,369	6,827
2036	5,4	3,3	9,7	110,8	68,9	0,259	16,0	16,0	206,8	190,6	66,3	17,7	204,5	100	0,340	7,166
2037	4,9	3,1	9,9	115,7	72,0	0,270	15,9	15,9	222,6	206,5	68,8	17,4	221,9	100	0,313	7,479
2038	4,5	2,8	10,1	120,3	74,8	0,281	15,7	15,7	238,3	222,2	71,1	17,1	238,9	100	0,287	7,766
2039	4,2	2,6	10,3	124,4	77,4	0,291	15,5	15,5	253,8	237,7	73,1	16,8	255,7	100	0,264	8,030
2040	3,8	2,4	10,6	128,3	79,8	0,300	15,4	15,4	269,2	253,1	75,1	16,5	272,2	100	0,243	8,273
2041	3,5	2,2	10,9	131,8	82,0	0,308	15,3	15,3	284,5	268,4	76,9	16,3	288,4	100	0,224	8,496
2042	3,2	2,0	11,2	135,1	84,0	0,316	15,1	15,1	299,6	283,5	78,6	16,0	304,4	100	0,205	8,701
2043	3,0	1,9	11,6	138,0	85,9	0,323	15,0	15,0	314,6	298,5	80,1	15,7	320,1	100	0,188	8,890
2044	2,7	1,7	12,1	140,8	87,6	0,329	14,8	14,8	329,5	313,3	81,5	15,5	335,6	100	0,173	9,063
2045	2,5	1,6	12,7	143,3	89,2	0,335	14,7	14,7	344,2	328,1	82,9	15,3	350,9	100	0,160	9,223
2046	2,3	1,4	13,3	145,6	90,6	0,340	14,6	14,6	358,8	342,6	84,1	15,1	366,0	100	0,146	9,369
2047	2,1	1,3	14,1	147,7	91,9	0,345	14,4	14,4	373,2	357,1	85,2	14,8	380,8	100	0,135	9,504
2048	2,0	1,2	15,1	149,7	93,2	0,350	14,3	14,3	387,5	371,3	86,3	14,6	395,5	100	0,124	9,627
2049	1,8	1,1	16,4	151,5	94,3	0,354	14,2	14,2	401,7	385,5	87,3	14,5	409,9	100	0,114	9,741
2050	1,7	1,0	18,0	153,2	95,3	0,358	14,0	14,0	415,7	399,5	88,2	14,2	424,2	100	0,105	9,846
2051	1,5	0,9	20,1	154,7	96,2	0,361	13,9	13,9	429,5	413,4	89,0	14,1	438,2	100	0,096	9,942
2052	1,4	0,9	23,2	156,1	97,1	0,365	13,7	13,7	443,3	427,1	89,8	13,9	452,1	100	0,088	10,030
2053	1,3	0,8	27,8	157,4	97,9	0,368	13,6	13,6	456,9	440,8	90,5	13,7	465,8	100	0,081	10,112
2054	1,2	0,7	35,3	158,5	98,7	0,370	13,5	13,5	470,4	454,2	91,2	13,5	479,3	100	0,075	10,187
2055	1,1	0,7	50,2	159,6	99,3	0,373	13,3	13,3	483,7	467,5	91,8	13,3	492,7	100	0,069	10,255
2056	1,0	0,6	92,8	160,6	100,0	0,375	13,2	13,2	496,8	480,7	92,4	13,2	505,8	100	0,063	10,318

Таблица 4.1.8. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект III

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разрабатки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	все го	добывающих	нагнетательных						все го	нагнетательных	все го	действующих	механизированный	все го	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	0	0	0	0	0	0	1	0,00	0	0	1	1	0	0	0	9,4	10,9	0,592	0,0
2024	1	1	0	0	0	0	2	1,50	0	0	2	2	1	0	0	9,2	11,6	0,583	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	3	1,50	0	0	3	3	2	0	0	8,8	11,6	0,556	0,0
2026	1	1	0	0	0	1	4	1,50	0	0	3	3	3	1	1	8,3	12,3	0,524	61,7
2027	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	7,7	12,3	0,487	60,4
2028	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	7,2	12,3	0,453	59,5
2029	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	6,7	12,2	0,426	58,4
2030	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	6,4	12,1	0,406	57,5
2031	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	5,9	12,0	0,373	56,2
2032	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	5,4	11,9	0,343	55,1
2033	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	5,0	11,8	0,315	54,0
2034	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	4,6	11,7	0,290	52,9
2035	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	4,2	11,6	0,266	51,9
2036	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,9	11,5	0,245	50,9
2037	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,6	11,4	0,225	50,0
2038	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,3	11,3	0,207	49,2
2039	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,0	11,2	0,190	48,3
2040	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,8	11,1	0,175	47,6
2041	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,5	11,0	0,161	46,8
2042	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,3	10,9	0,148	46,1
2043	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,1	10,8	0,136	45,4
2044	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,0	10,7	0,125	44,7
2045	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,8	10,6	0,115	44,0

2046	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,7	10,5	0,106	43,4
2047	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,5	10,4	0,097	42,8
2048	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,4	10,3	0,089	42,2
2049	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,3	10,2	0,082	41,6
2050	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,2	10,1	0,075	41,1
2051	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,1	10,0	0,069	40,5
2052	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,0	9,9	0,064	40,0
2053	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,9	9,8	0,059	39,5
2054	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,9	9,7	0,054	39,0
2055	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,8	9,6	0,049	38,5
2056	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,7	9,5	0,046	38,0

Таблица 4.1.9. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект IV

Годы и период	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп - ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека - емых запасов нефти, %	Коэффи - циент извлече - ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод - нен - ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен - сация отборов жидкост и закачкой , %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		началь - ных	теку - щих				всег о	мех.спо - собом	всег о	мех.спо - собом		годова я	накоп - ленна я		годова я	накоп - ленна я
2023	3,3	1,7	1,9	18,6	9,8	0,039	3,5	0,0	19,6	0,0	5,4	0,0	0,0	0	1,147	6,499
2024	6,5	3,4	3,8	25,1	13,3	0,053	8,1	0,0	27,6	0,0	19,5	0,0	0,0	0	2,289	8,787
2025	6,1	3,2	3,7	31,2	16,5	0,066	8,1	8,1	35,7	8,1	24,4	0,0	0,0	0	2,143	10,930
2026	7,2	3,8	4,6	38,4	20,3	0,082	10,2	10,2	45,9	18,3	29,0	0,0	0,0	0	2,542	13,472
2027	9,3	4,9	6,2	47,7	25,3	0,101	14,2	14,2	60,1	32,5	34,5	0,0	0,0	0	3,274	16,746
2028	10,1	5,4	7,2	57,9	30,6	0,123	18,1	18,1	78,2	50,5	43,9	14,4	14,4	52	3,561	20,307
2029	9,7	5,1	7,4	67,5	35,7	0,143	18,0	18,0	96,1	68,5	46,2	27,1	41,5	100	3,395	23,703
2030	9,3	4,9	7,7	76,9	40,7	0,163	17,9	17,9	114,0	86,4	47,8	26,7	68,2	100	3,283	26,986
2031	9,1	4,8	8,1	86,0	45,5	0,183	17,9	17,9	131,9	104,3	49,0	26,4	94,7	100	3,199	30,185
2032	8,9	4,7	8,7	94,9	50,2	0,202	17,9	17,9	149,8	122,1	49,9	26,3	120,9	100	3,143	33,328
2033	8,3	4,4	8,8	103,2	54,6	0,219	17,8	17,8	167,5	139,9	53,5	25,5	146,5	100	2,903	36,231
2034	7,7	4,0	8,9	110,8	58,6	0,235	17,7	17,7	185,3	157,6	56,8	24,9	171,3	100	2,689	38,920

2035	7,1	3,8	9,1	117,9	62,4	0,250	17,7	17,7	203,0	175,3	59,9	24,2	195,5	100	2,491	41,411
2036	6,6	3,5	9,3	124,5	65,9	0,264	17,7	17,7	220,6	193,0	62,8	23,7	219,3	100	2,314	43,724
2037	6,1	3,2	9,4	130,6	69,1	0,277	17,6	17,6	238,2	210,6	65,4	23,1	242,4	100	2,137	45,861
2038	5,6	3,0	9,6	136,2	72,1	0,289	17,5	17,5	255,8	228,1	67,9	22,6	265,1	100	1,979	47,840
2039	5,2	2,8	9,9	141,4	74,8	0,300	17,5	17,5	273,3	245,6	70,2	22,2	287,2	100	1,833	49,673
2040	4,8	2,6	10,2	146,3	77,4	0,311	17,5	17,5	290,8	263,1	72,3	21,8	309,0	100	1,703	51,376
2041	4,5	2,4	10,5	150,8	79,8	0,320	17,4	17,4	308,2	280,6	74,3	21,3	330,4	100	1,573	52,949
2042	4,1	2,2	10,8	154,9	82,0	0,329	17,4	17,4	325,6	297,9	76,1	21,0	351,4	100	1,457	54,406
2043	3,8	2,0	11,3	158,7	84,0	0,337	17,3	17,3	342,9	315,2	77,8	20,6	372,0	100	1,349	55,755
2044	3,6	1,9	11,8	162,3	85,9	0,345	17,3	17,3	360,2	332,5	79,4	20,3	392,3	100	1,253	57,008
2045	3,3	1,7	12,3	165,6	87,6	0,352	17,2	17,2	377,4	349,8	80,9	20,0	412,3	100	1,158	58,166
2046	3,1	1,6	13,0	168,7	89,2	0,358	17,2	17,2	394,6	367,0	82,2	19,7	432,0	100	1,072	59,238
2047	2,8	1,5	13,9	171,5	90,7	0,364	17,1	17,1	411,7	384,1	83,5	19,4	451,4	100	0,993	60,231
2048	2,6	1,4	15,0	174,1	92,1	0,370	17,1	17,1	428,9	401,2	84,7	19,2	470,6	100	0,923	61,154
2049	2,4	1,3	16,3	176,5	93,4	0,375	17,0	17,0	445,9	418,3	85,8	18,9	489,6	100	0,852	62,006
2050	2,2	1,2	18,0	178,8	94,6	0,380	17,0	17,0	462,9	435,3	86,8	18,7	508,3	100	0,789	62,795
2051	2,1	1,1	20,3	180,9	95,7	0,384	17,0	17,0	479,8	452,2	87,7	18,5	526,8	100	0,731	63,526
2052	1,9	1,0	23,7	182,8	96,7	0,388	17,0	17,0	496,8	469,2	88,6	18,3	545,1	100	0,679	64,205
2053	1,8	0,9	28,7	184,6	97,7	0,392	16,9	16,9	513,7	486,0	89,4	18,1	563,2	100	0,627	64,832
2054	1,7	0,9	37,3	186,2	98,5	0,395	16,8	16,8	530,5	502,8	90,2	17,9	581,1	100	0,581	65,413
2055	1,5	0,8	55,2	187,8	99,3	0,399	16,8	16,8	547,2	519,6	90,9	17,8	598,9	100	0,538	65,951
2056	1,4	0,8	114,3	189,2	100,1	0,402	16,8	16,8	564,0	536,4	91,5	17,7	616,5	100	0,500	66,451

Таблица 4.1.10. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект IV

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, тыс.м	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	все го	добывающие	нагнетательн						все го	нагнетательн		все го	действующие	механизированн	все го	действующие	нефти, т/су	жидкости, т/сут	нефтяного газа,	

		х	ых				ед.			ых		й	ый		й	т		тыс.м ³ / сут	
2023	0	0	0	0	0	0	2	0,00	0	0	2	2	0	0	0	9,7	10,2	3,392	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	2	0,00	0	0	2	2	0	0	0	9,4	11,6	3,291	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	2	0,00	0	0	2	2	2	0	0	8,8	11,6	3,090	0,0
2026	1	1	0	0	0	0	3	1,50	0	0	3	3	3	0	0	8,3	11,6	2,901	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	4	1,50	0	0	4	4	4	0	0	7,6	11,6	2,678	0,0
2028	0	0	0	0	0	1	4	0,00	1	0	2	2	2	1	1	7,3	13,0	2,561	78,6
2029	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	7,0	12,9	2,448	78,1
2030	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,7	12,9	2,367	77,1
2031	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,6	12,9	2,306	76,3
2032	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,4	12,8	2,260	75,6
2033	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,0	12,8	2,093	73,6
2034	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	5,5	12,8	1,939	71,7
2035	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	5,1	12,7	1,796	69,9
2036	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,7	12,7	1,663	68,3
2037	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,4	12,7	1,540	66,7
2038	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,1	12,7	1,427	65,3
2039	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,8	12,6	1,322	64,0
2040	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,5	12,6	1,224	62,7
2041	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,2	12,6	1,134	61,6
2042	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,0	12,5	1,050	60,5
2043	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,8	12,5	0,973	59,5
2044	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,6	12,5	0,901	58,5
2045	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,4	12,4	0,835	57,6
2046	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,2	12,4	0,773	56,8
2047	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,0	12,4	0,716	56,0
2048	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,9	12,3	0,663	55,3
2049	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,7	12,3	0,614	54,6
2050	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,6	12,3	0,569	53,9
2051	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,5	12,2	0,527	53,3
2052	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,4	12,2	0,488	52,8
2053	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,3	12,2	0,452	52,2
2054	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,2	12,1	0,419	51,7

ТОО «Effect Group» _____ ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

2055	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,1	12,1	0,388	51,2
2056	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,1	0,359	50,8

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности вариантов разработки месторождения Кенбулак и экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения, достигаемого при каждом варианте.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

В оценку экономической эффективности проекта включены обязательства недропользователя:

- на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников направляется ежегодно не менее 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года.
- на реализацию проектов социальных программ в период добычи направляется ежегодно не менее 1% от инвестиций по итогам предыдущего года.
- для ликвидации последствий недропользования перечисляется ежегодно не менее 1% от затрат на добычу.
- на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы направляется 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года.

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих, нагнетательных скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачки воды.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в долларах США. При расчете принят среднегодовой курс 470,0 тенге за 1 доллар США.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 2% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2023 год.

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,9% от уровня добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 60% товарной нефти реализуется на внутренний рынок и 40% на экспорт.

Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 183,57 \$ /тонна, на экспорт- 396,36 \$ /тонна.

Таблица 4.1-1 – Техничко-экономические показатели по вариантам

№ п/п	Показатели	ЕИ	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
			Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Проектный период	годы	2023-2060	2023-2039	2023-2060	2023-2056	2023-2060	2023-2033
2	Объем добычи нефти	тыс. тонн	539,8	502,9	1 029,2	1 016,3	1 087,4	758,9
3	Объем добычи газа	млн. м ³	67,0	60,3	119,2	117,0	125,7	86,5
4	Объем реализации нефти	тыс. тонн	539,7	502,8	1 029,1	1 016,2	1 087,3	758,8
5	Коэффициент извлечения нефти	%	20,4	19,2	37,1	36,7	39,1	27,9
6	Движение фонда скважин							
-	Бурение добывающей нефтяной скважины	скважина	11	11	10	10	8	8
-	Бурение нагнетательной вертикальной скважины	скважина	0	0	0	0	8	8
-	Перевод в нагнетательный фонд	скважина	0	0	5	5	1	1
-	Ввод скважин из других категорий	скважина	3	3	3	3	3	3

-	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скважина	12	12	2	2	4	4
-	Выбытие нагнетательных скважин	скважина	0	0	1	1	1	1
7	Совокупный доход от реализации УВ	тыс. \$	167 983,6	156 497,6	320 306,7	316 286,0	338 420,9	236 176,2
8	Эксплуатационные затраты	тыс. \$	96 499,4	75 082,8	152 104,0	147 516,9	387 435,9	161 242,7
9	Производственная себестоимость 1 тонны УВ	\$/тонну УВ	58,6	58,6	38,9	38,9	206,9	206,9
10	Полная себестоимость 1 тонны УВ (с учетом налогов)	\$/тонну УВ	161,6	135,4	134,4	132,1	324,2	193,6
11	Капитальные вложения без учета НДС	тыс. \$	3 626,6	3 521,6	3 334,7	3 334,7	5 029,2	4 985,4
12	Удельные капитальные вложения на 1 тонну УВ	\$/тонну УВ	6 072,9	6 350,8	2 947,4	2 986,5	4 208,1	5 984,6
13	Операционный доход - (доходы от реализации - эксплуатационные расходы)	тыс. \$	71 484,1	81 414,7	168 202,7	168 769,1	-49 015,0	74 933,5
14	Рентабельность производства (RIRR)	%	42,6	52,0	52,5	53,4	-14,5	31,7
15	Чистая прибыль предприятия после всех выплат	тыс. \$	34 746,1	44 676,7	90 094,7	90 661,0	-71 426,5	52 522,0
16	Потоки денежной наличности предприятия	тыс. \$	35 441,5	45 012,6	90 789,1	91 295,4	-70 301,6	51 507,7
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 7,5%	тыс. \$	27 816,8	29 210,5	47 204,8	47 239,3	17 716,0	36 955,7
18	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,0%	тыс. \$	24 982,1	25 760,3	39 537,2	39 552,0	22 181,4	33 442,1
19	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15,0%	тыс. \$	20 233,4	20 494,4	29 003,9	29 006,8	23 514,7	27 765,6
20	Внутренняя норма прибыли (IRR) по простому денежному потоку	%	24,8	24,9	28,5	31,0	6,4	28,5
21	Срок окупаемости по простому потоку денежной наличности	годы	1	1	1	1	1	1
22	Доходы Республики Казахстан в виде налогов и отчислений в бюджет	тыс. \$	79 424,5	75 545,1	157 716,3	156 583,2	106 268,7	80 419,6
23	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 7,5%	тыс. \$	51 341,0	50 614,1	84 047,2	83 965,4	64 209,2	56 903,7
24	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 10%	тыс. \$	45 513,3	45 076,2	71 116,5	71 081,0	56 386,3	51 362,0
25	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 15%	тыс. \$	36 681,4	36 513,8	53 151,8	53 144,7	45 026,7	42 524,5

Таблица 4-2. Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
тыс.тонн	тыс.тонн	тыс.тонн	\$/тонн	\$/тонн	тыс.\$	без учета инфляции	с учетом инфляции	
							тыс.\$	тыс.\$

2023	23,3	14,0	9,3	396,4	183,6	7 265,8	7 265,8	7 411,1
2024	49,3	29,6	19,7	396,4	183,6	15 347,4	15 347,4	15 961,3
2025	51,6	31,0	20,7	396,4	183,6	16 072,5	16 072,5	17 036,9
2026	60,3	36,2	24,1	396,4	183,6	18 783,5	18 783,5	20 286,2
2027	70,6	42,3	28,2	396,4	183,6	21 967,3	21 967,3	24 164,1
2028	74,2	44,5	29,7	396,4	183,6	23 104,9	23 104,9	25 877,5
2029	70,9	42,6	28,4	396,4	183,6	22 077,1	22 077,1	25 167,9
2030	66,6	40,0	26,7	396,4	183,6	20 739,9	20 739,9	24 058,3
2031	59,8	35,9	23,9	396,4	183,6	18 604,6	18 604,6	21 953,5
2032	54,0	32,4	21,6	396,4	183,6	16 792,4	16 792,4	20 150,9
2033	48,1	28,9	19,3	396,4	183,6	14 981,9	14 981,9	18 277,9
2034	43,1	25,9	17,2	396,4	183,6	13 413,5	13 413,5	16 632,8
2035	38,7	23,2	15,5	396,4	183,6	12 033,2	12 033,2	15 161,8
2036	34,8	20,9	13,9	396,4	183,6	10 835,9	10 835,9	13 870,0
2037	31,3	18,8	12,5	396,4	183,6	9 728,1	9 728,1	12 646,5
2038	28,1	16,9	11,3	396,4	183,6	8 760,9	8 760,9	11 564,3
2039	25,4	15,2	10,2	396,4	183,6	7 904,6	7 904,6	10 592,1
2040	23,0	13,8	9,2	396,4	183,6	7 158,4	7 158,4	9 735,4
2041	20,8	12,5	8,3	396,4	183,6	6 463,4	6 463,4	8 919,5
2042	18,8	11,3	7,5	396,4	183,6	5 853,8	5 853,8	8 195,4
2043	17,1	10,2	6,8	396,4	183,6	5 312,3	5 312,3	7 543,5
2044	15,5	9,3	6,2	396,4	183,6	4 839,1	4 839,1	6 968,3
2045	12,5	7,5	5,0	396,4	183,6	3 884,8	3 884,8	5 671,9
2046	11,2	6,7	4,5	396,4	183,6	3 499,7	3 499,7	5 179,6
2047	10,1	6,1	4,1	396,4	183,6	3 156,4	3 156,4	4 734,5
2048	9,2	5,5	3,7	396,4	183,6	2 854,3	2 854,3	4 338,5
2049	8,3	5,0	3,3	396,4	183,6	2 572,3	2 572,3	3 961,3
2050	7,5	4,5	3,0	396,4	183,6	2 322,0	2 322,0	3 622,4
2051	6,7	4,0	2,7	396,4	183,6	2 098,6	2 098,6	3 315,8
2052	6,1	3,7	2,4	396,4	183,6	1 901,6	1 901,6	3 042,6
2053	5,5	3,3	2,2	396,4	183,6	1 717,5	1 717,5	2 782,3
2054	5,0	3,0	2,0	396,4	183,6	1 553,6	1 553,6	2 547,9
2055	4,5	2,7	1,8	396,4	183,6	1 407,0	1 407,0	2 335,6
2056	4,1	2,5	1,6	396,4	183,6	1 277,5	1 277,5	2 146,3
2023-2056 годы	1 016,2	609,7	406,5			316 286,0	316 286,0	385 853,8
2023-2060 годы	1 029,1	617,5	411,6			320 306,7	320 306,7	392 799,9

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты определялись в соответствии с нормативами затрат и технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего отчета.

Расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (операционные затраты) разделяются на производственные расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Производственные расходы включают в себя расходы на:

- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- материальные производственные затраты;
- затраты на электроэнергию;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- текущий ремонт скважин;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- экологические расходы;
- транспортные расходы;
- страхование работающего персонала;
- производственные расходы условно- постоянные, зависящие от количества скважин;

- производственные расходы условно- постоянные, зависящие от численности ППП;
- затраты производственного характера;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость;

Расходы периода включают:

- общие и административные расходы;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- расходы по финансированию социальных программ.
- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- расходы на НИОКР;
- и другие расходы.

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- экспортная пошлина;
- прочие затраты.

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

На дату составления отчета, всего пробурено всего 8 скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых: 4 скважины (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4 и Кенбулак-5) – поисковые, 2 скважины (Кенбулак-6 и Кенбулак-8) – разведочные и 2 скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9) – оценочные.

По состоянию на 01.03.2022 г. скважина Кенбулак-8 эксплуатируется на I объекте пробной эксплуатации (продуктивный горизонт А-2), скважина Кенбулак-3 – на II объекте (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б), скважина Кенбулак-2 – на III объекте (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б), скважина Кенбулак-5 – на IV объекте (горизонт М-0-3). Скважина Кенбулак-4 числится во временной консервации, скважина Кенбулак-6 ликвидирована по геологическим причинам и скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9 – в опробовании объектов.

Состояние фонда скважин на 01.03.2022 г.

№№ п/п	Характеристика фонда скважин	В целом по месторождению
	Фонд скважин	8 (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9)
1.	Эксплуатационный фонд	4(Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5, Кенбулак-8)
	в том числе:	
1.1.	Действующие	4(Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5, Кенбулак-8)
	из них:	
1.1.1.	Фонтанные	-
1.1.2.	Механизированные	-
1.1.4.	В простое	-
1.2.	В бездействии	-
2.	В опробовании	2 (Кенбулак-7 и Кенбулак-9)
3.	В консервации	1 (Кенбулак-4)
4.	Ликвидированный фонд	1 (Кенбулак-6)

Согласно рекомендуемого варианта 2, основные технологические показатели, следующие:

- максимальная добыча нефти составляет 74,2 тыс.т и достигается в 2028 г.;
- ввод скважин из других категорий– 3 ед.
- бурение добывающих скважин – 10 ед.;

Исходной информацией, для выбора техники и технологии добычи продукции скважин на месторождении, послужили данные, полученные в результате испытания и исследования скважин.

Обоснование выбора способа эксплуатации скважин

Согласно технологическим расчетам, эксплуатация скважин на месторождении Кенбулак, будет осуществляться как фонтанным способом, с дальнейшим переводом на механизированный способ. При механизированной добыче предлагается использование УШГН, хорошо зарекомендовавший себя на аналогичных месторождениях, со схожими геолого-физическими характеристиками, но решение этого вопроса в каждом конкретном случае требует индивидуального подхода.

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФ6аА21-65/50Х140К1 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

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.

Условия фонтанирования

В целях определения предельных условий фонтанирования по методике И. Т. Мищенко, выполнены расчёты распределения обобщённых гидродинамических градиентов давлений в подъёмных трубах и забойных давлений проектных скважин месторождения Кенбулак. Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости (Гэф) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}(Гэф \geq R_{опт})$. Учитывая, что $P_{заб} > P_{нас}$ выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике при давлении насыщения, на глубине $H_{нас}$, условие фонтанирования следующее:

$$\left[\Gamma - \alpha \left(\frac{P_{нас} + P_y}{3} - P_o \right) \right] (1-n) \geq \frac{2,77 \times 10^{-4} \rho g H^2}{d^{0.5} (P_{нас} - P_y) \lg \frac{P_{нас}}{P_y}} \left(1 - \frac{P_{нас} - P_y}{\rho g H} \right) \quad (1)$$

где, Γ – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости, Па⁻¹, (при содержании азота в попутном газе менее 5%, для определения $\Gamma_{эф}$ коэффициент растворимости рассчитан по формуле:

$$\alpha = \Gamma / (P_{нас} - P_o) \cdot 10^{-6};$$

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье, МПа;

P_o – атмосферное давление, МПа;

n – обводненность продукции, %;

ρ – плотность дегазированной нефти, кг/м³;

d – внутренний диаметр НКТ, м;

H – глубина спуска колонны НКТ, м.

Решая уравнение относительно H , определяем глубину ($H_{нас}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. Поскольку фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $P_{нас}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{нас}$ до башмака H_b :

$$P_{заб.мин} = P_{нас} + (H_b - H_{нас}) \cdot \rho_n \cdot g,$$

где: ρ_n – плотность насыщенной газом нефти, кг/м³.

Для установления режима работы фонтанных скважин в дальнейшем необходимо проведение более точных расчетов в процессе эксплуатации скважин.

Штангово-глубино-насосная установка (ШГНУ)

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

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

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы

способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;

Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

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

Показатели рН – от 4 до 8.

Винтовые насосные установки (ВНУ).

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже, за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей. Оборудование устья ВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, устьевой обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование ВНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока, рисунок 6.

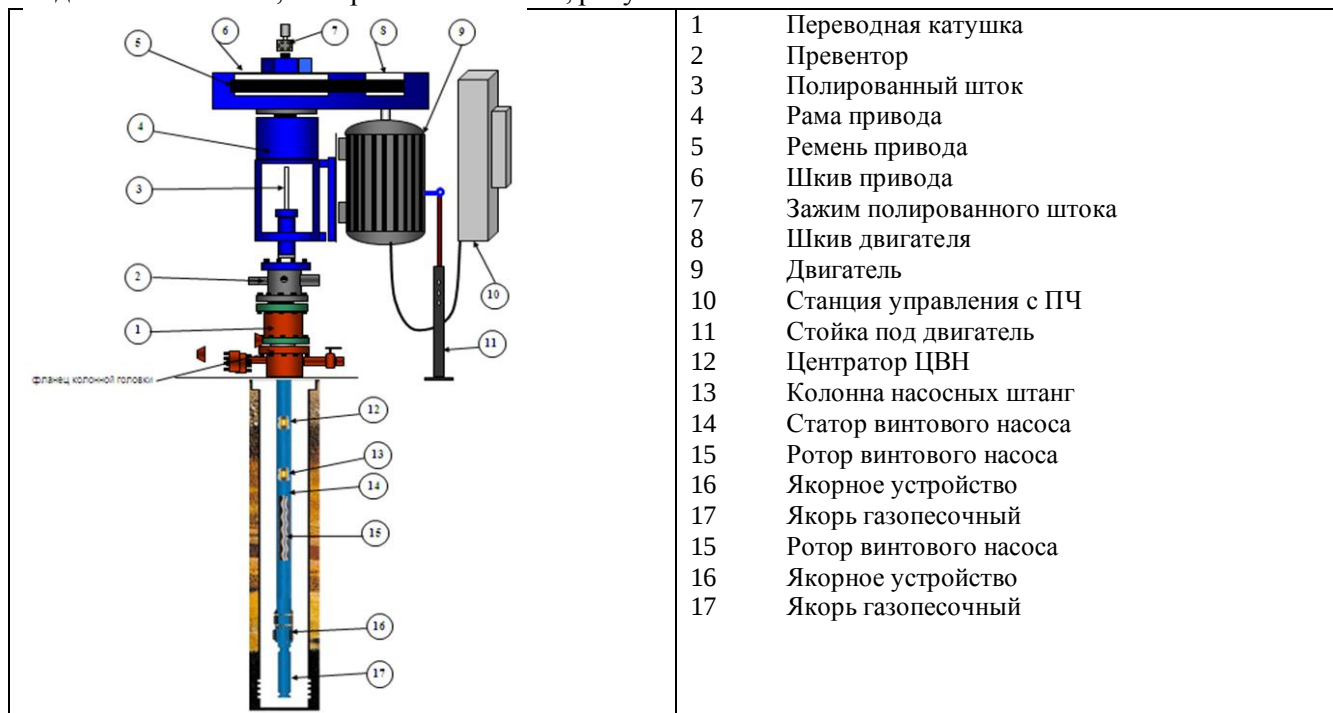


Рисунок 6. Система винтового насоса

Приводом ВНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устьевые приводы ВНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг.

Электроцентробежные насосные установки УЭЦН

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

Внутрискважинное оборудование

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

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электро-кабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали).

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

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

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

Исходя из опытов эксплуатации аналогических месторождений, с похожими физико-химическими характеристиками, добываемой скважинной продукции рекомендуется эксплуатации скважин, с применением УЭЦН и ШГНУ.

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 осуществлении

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

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично).

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Ниже приведена хронология составления проектной документации по месторождению.

Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеуказанному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., на основании чего между недропользователем и Компетентным органом подписано Дополнение № 8 (государственный регистрационный номер 5035-УВС от «11» марта 2022 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В связи с тем, что перспектива выявления залежей углеводородов на Контрактной территории будет связываться только с ловушками не антиклинального типа в зонах выклинивания коллекторов нижнемелового и юрского разреза на сочленении грабен-синклиналей с горст-антиклиналями и с изменением Рабочей программы на период второго продления разведки до «15» октября 2013 г., возникла необходимость разработки нового проектного документа на геологоразведочные работы – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол № 240 от «24» октября 2011 г.) (1).

Наряду с поисково-разведочными работами в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 312 кв.км полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики МОГТ-3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-IIIa и K1nc2_prod.

Согласно проектному документу «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» (1) в Кызылординской области Республики Казахстан» в 2012 г. были пробурены две поисковые скважины – Кенбулак-3 и Кенбулак-4.

Первооткрывательницей месторождения является скважина Кенбулак-3, в которой при опробовании отложений верхнеэоценового надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2013 г. на основании вышеназванного проектного документа пробурены поисковые скважины Кенбулак-2 и Кенбулак-5.

ТОО «Oil&Gas Consulting» в 2013 г. подготовлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г.». (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).

В 2018 г. был разработан новый проектный документ «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан», который был утвержден ЦКРП (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.) (1).

В рамках вышеназванного проектного документа пробурены разведочные скважины Кенбулак-6 и Кенбулак-8.

Согласно вышеназванного проектного документа (1) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)» (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (1) явился основанием для разработки проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)» (1), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРП при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

В рамках вышеназванного проектного документа (1), прогнозные показатели пробной эксплуатации были предусмотрены до «15» октября 2022 г. и, ввиду получения продления периода разведки на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2021 г. составлен проектный документ – «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» (1), который был согласован ЦКРП при МЭ Республики Казахстан (протокол № 26/14 от «11» мая 2022 г.).

В 2022 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)» (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

На основании вышеназванного утвержденного отчета по подсчету запасов нефти и растворенного газа (1), разработан настоящий проектный документ на промышленную разработку месторождения Кенбулак, в рамках которого предусматривается выделение четырех основных эксплуатационных объектов:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт М-0-3.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Кенбулак, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения

продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Авторы настоящего проектного документа выражают благодарность специалистам ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» за оперативное предоставление исходной геолого-геофизической и промысловой информации, а также за оказание консультативной помощи.

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.

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 Кенбулак проживание персонала не предусмотрено. 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)

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

многообразия. 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 малодобитные, 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 1500 м составит – 175,4605901753 т/период, при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2028 год): 638,7259648 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид) (6), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) (оксид) (516), Сероводород (Дигидросульфид) (518).

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 1 скважины (1500м) составит: буровой шлам-308,24 тонн; ОБР - 389,328 тонн; Отработанное масло-1,95тонн; ТБО-5,229; Металлолом -2,02 тонн; Огарки использованных электродов -0,0363 тонн; Пустая бочкотара -0,5 тонн; Использованная тара -1,5тонн.

Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 18,5636 тонн, в том числе: Отработанные люминесцентные лампы-0,0093 тонн; Промасленная ветошь -0,254 тонн; Отработанные масла-1,9 тонн; Огарки сварочных электродов-0, 0003тонн; Металлолом - 2 тонны; Коммунальные отходы (ТБО)-14,4 тонн. Отходы производства и потребления вывозятся по договору со специализированной организацией.

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 МООС 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;

- ✓ 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, уголком 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 промотходов. 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 КЕНБУЛАК» 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.

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарынском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба (рисунок 1).

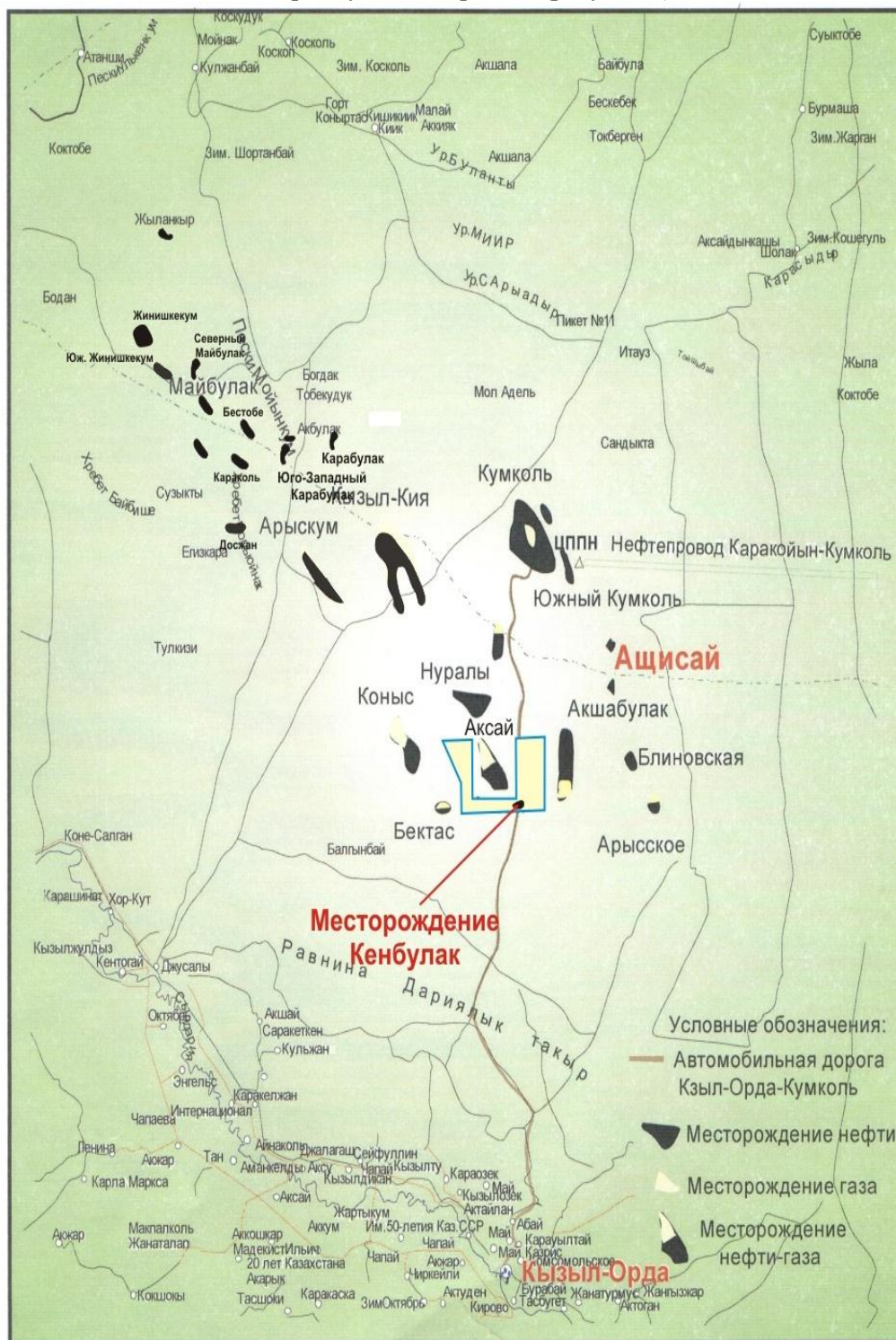


Рисунок 1. Обзорная карта

- 1) Площадь Кенбулак в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км). Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л. Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 15 оС (до «минус» 40 оС), летом – «плюс» 27 оС (до «плюс» 43 оС). Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен. Абсолютные отметки поверхности варьируют от 130 м до 190 м. 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.
- 2) При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины глубиной 1500 м составит – 175,4605901753 т/период, при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2028 год): 638,7259648 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид) (6), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) (оксид) (516), Сероводород (Дигидросульфид) (518).
- 3) 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.
- 4) Предварительный перечень отходов в процессе строительства 1 скважины (1500м)

составит: буровой шлам-308,24 тонн; ОБР - 389,328 тонн; Отработанное масло-1,95тонн; ТБО-5,229; Металлолом -2,02 тонн; Огарки использованных электродов -0,0363 тонн; Пустая бочкотара -0,5 тонн; Использованная тара -1,5тонн. Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 18,5636 тонн, в том числе: Отработанные люминесцентные лампы-0,0093 тонн; Промасленная ветошь -0,254 тонн; Отработанные масла-1,9 тонн; Огарки сварочных электродов-0, 0003тонн; Металлолом -2 тонны; Коммунальные отходы (ТБО)-14,4 тонн. Отходы производства и потребления вывозятся по договору со специализированной организацией.

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.

- 5) 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 предусматривается. 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.

- 6) 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-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. 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

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
<i>Количество оксида углерода, при сжигании топлива в трубчатых печах определяется по формуле:</i>					
Π _{CO} = 1,5* В *10 ⁻³ ,		Π _{CO}	0,03150	г/сек	0,2449
		О			т/год

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах рассчитывается следующим образом:

Π _{NOx} = V _г *CNO _x , кг/час	ΠNOx	0,05777	кг/час		
	ΠNOx	0,016049	г/с	0,12480	т/год
		3		0	

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$$CNO_x = 1,073 \cdot 180 \cdot (Q_f / Q_p) \cdot \alpha \cdot 0,5 \cdot (V_{сг} / V_{г}) \cdot 10^{-6}$$

где:

Отношение V_{сг}/V_г при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1: V_{сг}/V_г= 0,81

где - QФ= (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 _р – 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 трансформационного оксида 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 * П _{NOx} =	0,01284 г/с	0,0998 т/год
	μN O		д
M _{NO} = (1-0,8)M _{NOx} ----- =	MNO * П _{NOx} =	0,00209 г/с	0,0162 т/год
0,13M _{NOx} ,			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/год
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:		5	д
V _г = 7,84*а*В*Э, где			1056,199 м ³ /ч
В - расход топлива, кг/час			75,6 кг/час
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 = $\frac{V_r * (273 + t)}{273 * 3600}$			1,1 м ³ /с
			5 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
ρ 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 печи определяется по формуле:

$\Pi_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$, $\Pi_{CO} = 0,01575$ г/сек, $\Pi_{CO} = 0,1225$ т/г

О

од

Количество выбросов оксидов азота при сжигании топлива в трубчатых печах

рассчитывается следующим образом:

$$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}, \text{ кг/час}$$

ПНОх	0,014444	кг/час	
ПНОх	0,0040123	г/с	0,031200
			м/г

од

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO₂:

$$C_{NOx} = 1,073 * 180 * (Q_f / Q_p) * \alpha_0,5 * (V_{сг} / V_r) * 10^{-6}$$

CNOx 2,73517E-05 кг/м3

где:

Отношение V_{сг}/V_г при коэффициентах избытка воздуха α, принимается по таблице 5.1:

$$V_{сг} / V_r = 0,81$$

где - QФ= (29,4*Э*В)/п -фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки (МДж/ч),

$$Q_{ф} = 1800,338 \text{ МДж/ч}$$

4

п- количество форсунок

$$n = 1 \text{ шт}$$

Q_р – расчетная теплопроизводительность одной форсунки (Мдж/ч;

$$10800 \text{ МДж/ч}$$

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)

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}, \quad M_{NO_2} * P_{NOx} = 0,00321 \text{ г/с} \quad 0,0250 \text{ т/год}$$

μN
O

$$M_{NO} = (1-0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}, \quad M_{NO} * P_{NOx} = 0,00052 \text{ г/с} \quad 0,0041 \text{ т/год}$$

μNO₂

где μ_{NO} и μ_{NO₂} 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 :

$$P_{CH_4} = 1,5 * B * 10^{-3}, \text{ кг/ч}$$

ПCH4	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

$$V = \frac{V_{\Gamma} \cdot (273 + t)}{273 + 3600}$$

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 производственепроductов

<i>Ко 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, т/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, т/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 – Пренажная 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 Кт (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 32$
Коэффициент Кт (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 $Krmax$ (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), $NN = B / (RO \cdot V) = 44550 / (0.779 \cdot 100) = 571.9$

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, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 38.9 + 45 = 68.3$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot (0.78 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 44550 / (10^7 \cdot 0.779) = 0.635$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot$

$$VC_{MAX} / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 12) / 10^4 = 0.0469$$

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

V , м³/с: **0.0012** Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.0012 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.067906109$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.0012 * 2.214285491 = 2.657142589$$

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/с	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_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 4.14 + 152 * 4.85 + 218 * 33.8 + 283 * 37.28 + 349 * 14.4 + 56 * 0 =$$

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 газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 26.2568759 = 27.2568759$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , 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):

$$H = L_{фн} + h_e = 2.25 + 15 = 17.25$$

где h_e - 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, $NAME = \text{"буферная емкость"}$ (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$ Значение

K_{rmax} (Прил. 8), $K_{PM} = 0.1$ Коэффициент, K_{PSR}

$= 0.1$ Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

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 оборачиваемость 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 закачки, 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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (K_{TMAX} \cdot KB + K_{TMIN}) \cdot K_{PSR} \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot (0.78 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 12729 / (10^7 \cdot 0.779) = 0.1814$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot K_{TMAX} \cdot K_{PMAX} \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 68.3 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 16) / 10^4 = 0.0625$

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 Kptax(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 · M / 100 = 26.8 · 0.0004175 / 100 = 0.000112**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.00000146$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.000000919$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.000000459$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0004175 / 100 = 0.0000002505$

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	0.0000002505
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	0.00000146
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000128	0.000000459
062 1	Метилбензол (349)	0.0000256	0.000000919

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 CO 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_{200} , т, 35.4 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 108 Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 75 \cdot 108 = 0.070632 \quad (A.3)$$

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	C	NOx	C	C	SO2	CH2O	Б
--------	---	-----	---	---	-----	------	---

	О		Н				П
Б	3.7	3.6 4	1.02857	0.18571	1.3	0.04286	4.28E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} 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:

$$M_i = e_{mi} * P_i / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.08736	0.430464	0	0.08736	0.430464
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.014196	0.0699504	0	0.014196	0.0699504
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0055713	0.025285866	0	0.0055713	0.025285866
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.039	0.18054	0	0.039	0.18054
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)(584)	0.111	0.5487	0	0.111	0.5487
070 3	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000128	0.000000708	0	0.000000128	0.000000708
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0012858	0.006068622	0	0.0012858	0.006068622
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.0308571	0.151714134	0	0.0308571	0.151714134

Источник №0016 – Емкость для Л/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, **QOZ = 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, **QVL = 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 = (CMAX · VSL) / 3600 = (2.25 · 6) / 3600 = 0.00375**

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), **MZAK = (COZ · QOZ + CVL · QVL) · 10⁻⁶ = (1.19 · 17.7 + 1.6 · 17.7) · 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 · J · (QOZ + QVL) · 10⁻⁶ = 0.5 · 50 · (17.7 + 17.7) · 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 · MR / 100 = 99.72 · 0.000934 / 100 = 0.000931** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · M / 100 = 99.72 · 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 · MR / 100 = 0.28 · 0.000934 / 100 = 0.000002615** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · M / 100 = 0.28 · 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 · NN1 / 3.6 = 0.01 · 1 / 3.6 = 0.00278** Валовый выброс, т/год (8.2), **M = (Q · N1 · T) / 1000 = (0.01 · 1 · 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 · M / 100 = 72.46 · 0.0876 / 100 = 0.0635** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 72.46 · 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 · M / 100 = 26.8 · 0.0876 / 100 = 0.0235** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 26.8 · 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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0003066$ Максимальный из разовых выброс, т/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0001927$ 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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0000964$ 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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0876 / 100 = 0.0000526$ 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	0.0000526
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:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 < g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
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 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);				
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);				
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 _{нуj}	0,11			мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	3,61			мг/с
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,05			
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,365			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	12,48931			мг/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁-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 соединений и запорно-регулирующей 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:		
$Y_{ну} = < \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = < \sum_{j=1}^1 g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
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 (предприятияю), шт.;		

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{нуж} – 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 _{нуж} – 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 _{нуж}	0,11			мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуж}	3,61			мг/с
доля утечки ФС, х _{нуж}	0,05			
доля утечки ЗРА, х _{нуж}	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 №6042 – 6078 – Скважина (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:		
$Y_{ну} = < \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = < \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
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.;		
g _{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);		
x _{нуj} – 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, 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:		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
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.;		
g _{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);		
x _{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, g _{нуj}	0,11	мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	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 соединении запорно-регулирующего арматуры.

Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , сji	0,9400			доли/ед.
Фланцы, шт; pj	1 1			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = < \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = < \sum_{j=1}^1 g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
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 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);				
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);				
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 использование оборуд.	0,0317098			
углеводород C ₁ -C ₅ , сji	0,9400			доли/ед.
Фланцы, шт; pj	116			шт.
Расчеты:				

$Y_{ny} = \sum_{j=1}^1 Y_{nyj} = \sum_{j=1}^1 g_{nyj} \cdot n_j \cdot x_{nyj} \cdot c_{ji}, \quad \text{где}$				
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>				

**ДЛЯ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 1500(±250)м
от 1-ой скважины**

Строительно-монтажные и подготовительные работы

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1001, Дизельгенератор (пер.стр.)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 8.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 3.264$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 8.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0708$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.264 \cdot 30 / 10^3 = 0.098$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 8.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002833$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.264 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00392$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 8.5 \cdot 39 / 3600 = 0.092$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.264 \cdot 39 / 10^3 = 0.1273$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 8.5 \cdot 10 / 3600 = 0.0236$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 3.264 \cdot 10 / 10^3 = 0.03264$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.5 \cdot 25 / 3600 = 0.059$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 3.264 \cdot 25 / 10^3 = 0.0816$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.5 \cdot 12 / 3600 = 0.02833$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 3.264 \cdot 12 / 10^3 = 0.0392$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002833$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 3.264 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00392$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.5 \cdot 5 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 3.264 \cdot 5 / 10^3 = 0.01632$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0708000	0.0980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0920000	0.1273000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0118000	0.0163200
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0236000	0.0326400
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0590000	0.0816000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0028330	0.0039200
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0028330	0.0039200
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0283300	0.0392000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6101, Эскаватор (рытье траншей)

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: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1$

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, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

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, $MGOD = 115.23$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 5.8$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_{-} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.23 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00442$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_{-} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 5.8 \cdot (1-0) / 3600 = 0.06187$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	-----------------	------------	--------------

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)	0.0618700	0.0044200
------	---	-----------	-----------

С применением пылеподавления

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.6$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 115.23$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 5.8$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.23 \cdot (1-0.6) \cdot 10^{-6} = 0.00177$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 5.8 \cdot (1-0.6) / 3600 = 0.02475$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0247500	0.0017700

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6102, Бульдозер (обваловка площадки)

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: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1$

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, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

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, $MGOD = 95.75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9.6$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 95.75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00368$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1024$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.1024000	0.0036800

	казахстанских месторождений) (494)		
--	------------------------------------	--	--

С применением пылеподавления

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.6$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 95.75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9.6$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 95.75 \cdot (1-0.6) \cdot 10^{-6} = 0.00147$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9.6 \cdot (1-0.6) / 3600 = 0.041$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0410000	0.0014700

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6103, Разгрузка пылящихся материалов

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 %

Кэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Кэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Кэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

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, $MGOD = 135$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 135 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.005184$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9 \cdot (1-0) / 3600 = 0.096$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0960000	0.0051840

С применением пылеподавления

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.6$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 135$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $\underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 135 \cdot (1-0.6) \cdot 10^{-6} = 0.002074$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $\underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9 \cdot (1-0.6) / 3600 = 0.0384$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0384000	0.00207400

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6104, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 115$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 0.9$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.99$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.9$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 115 / 10^6 = 0.0016$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 0.9 / 3600 = 0.003475$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.09$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 115 / 10^6 = 0.0001254$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0002725$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 115 / 10^6 = 0.000115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00025$

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), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 115 / 10^6 = 0.000115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00025$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 115 / 10^6 = 0.000107$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0002325$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 115 / 10^6 = 0.0002484$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00054$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 115 / 10^6 = 0.0000404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_{\text{max}} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0000878$

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), $M_{\text{max}} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 115 / 10^6 = 0.00153$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_{\text{max}} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.003325$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0034750	0.0016000
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0002725	0.0001254
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0005400	0.0002484
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000878	0.0000404
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0033250	0.0015300
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0002325	0.0001070
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0002500	0.0001150
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)	0.0002500	0.0001150

Вахтовый поселок

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1002, ДЭС -200 кВт (основной)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 10.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.72$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 10.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0875$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.72 \cdot 30 / 10^3 = 0.2616$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.72 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01046$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 10.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1138$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.72 \cdot 39 / 10^3 = 0.34$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 10.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.72 \cdot 10 / 10^3 = 0.0872$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 10.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0729$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.72 \cdot 25 / 10^3 = 0.218$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 10.5 \cdot 12 / 3600 = 0.035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.72 \cdot 12 / 10^3 = 0.1046$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.72 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01046$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{MAX}} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.72 \cdot 5 / 10^3 = 0.0436$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0875000	0.2616000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1138000	0.3400000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0145800	0.0436000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0291700	0.0872000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0729000	0.2180000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0035000	0.0104600
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035000	0.0104600
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0350000	0.1046000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1003, Резервуар для дизтоплива

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

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 4.36$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 4.36$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 12$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение $K_{\text{рmax}}$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $K_{\text{рsg}}$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Сумма $G_{\text{hri}} \cdot K_{\text{np}} \cdot N_{\text{r}}$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 4.36 + 3.15 \cdot 4.36) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000785$

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), $M_{\text{CI}} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000785 / 100 = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{CI}} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001307 / 100 = 0.001303$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{\text{CI}} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000785 / 100 = 0.0000022$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{CI}} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.0000022
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0013030	0.0007830

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1004, Главный привод CAT3406C -DITA - 2-та

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 90.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 75.4$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 30 / 3600 = 0.757$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 30 / 10^3 = 2.26$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.03027$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0905$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 39 / 3600 = 0.984$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 39 / 10^3 = 2.94$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 10 / 3600 = 0.252$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 10 / 10^3 = 0.754$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 25 / 3600 = 0.63$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 25 / 10^3 = 1.885$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 12 / 3600 = 0.3027$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 12 / 10^3 = 0.905$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.03027$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0905$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 90.8 \cdot 5 / 3600 = 0.126$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 75.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.377$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7570000	2.2600000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.9840000	2.9400000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1260000	0.3770000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2520000	0.7540000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.6300000	1.8850000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0302700	0.0905000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0302700	0.0905000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3027000	0.9050000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1005, Дизель-генератор CAT3508 -596,5 кВт - 2-та

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 147.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 122.7$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 147.8 \cdot 30 / 3600 = 1.232$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 122.7 \cdot 30 / 10^3 = 3.68$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0493$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1472$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 39 / 3600 = 1.6$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 39 / 10^3 = 4.79$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 10 / 3600 = 0.4106$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 10 / 10^3 = 1.227$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 25 / 3600 = 1.026$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 25 / 10^3 = 3.07$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 12 / 3600 = 0.493$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 12 / 10^3 = 1.472$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0493$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1472$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 5 / 3600 = 0.2053$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.614$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.2320000	3.6800000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.6000000	4.7900000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2053000	0.6140000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4106000	1.2270000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.0260000	3.0700000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0493000	0.1472000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0493000	0.1472000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.4930000	1.4720000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1006, Дополнительная электростанция VOLVO 400 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 113.56$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 94.3$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 30 / 3600 = 0.946$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 30 / 10^3 = 2.83$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 1.2 / 3600 = 0.03785$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1132$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 39 / 3600 = 1.23$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 39 / 10^3 = 3.68$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 10 / 3600 = 0.3154$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 10 / 10^3 = 0.943$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 25 / 3600 = 0.789$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 25 / 10^3 = 2.358$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 12 / 3600 = 0.3785$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 12 / 10^3 = 1.132$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 1.2 / 3600 = 0.03785$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1132$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 113.56 \cdot 5 / 3600 = 0.1577$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 94.3 \cdot 5 / 10^3 = 0.4715$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.9460000	2.8300000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.2300000	3.6800000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1577000	0.4715000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3154000	0.9430000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.7890000	2.3580000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0378500	0.1132000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0378500	0.1132000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3785000	1.1320000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1007, Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник А-50)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 129.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 107.62$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 30 / 3600 = 1.08$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 30 / 10^3 = 3.23$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0432$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1291$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 39 / 3600 = 1.404$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 39 / 10^3 = 4.2$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 10 / 3600 = 0.36$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 10 / 10^3 = 1.076$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 25 / 3600 = 0.9$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 25 / 10^3 = 2.69$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 12 / 3600 = 0.432$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 12 / 10^3 = 1.291$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0432$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 107.62 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1291$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.6 \cdot 5 / 3600 = 0.18$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 107.62 \cdot 5 / 10^3 = 0.538$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.0800000	3.2300000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.4040000	4.2000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1800000	0.5380000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3600000	1.0760000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.9000000	2.6900000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0432000	0.1291000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0432000	0.1291000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.4320000	1.2910000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1008, Паровой котел

Список литературы:

"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

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 29.5**

Расход топлива, г/с, **BG = 6.8**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 1.6**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 1.6**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0888**

Кэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.0888 · (1.6 / 1.6)^{0.25} = 0.0888**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 29.5 · 42.75 · 0.0888 · (1-0) = 0.112**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 6.8 · 42.75 · 0.0888 · (1-0) = 0.0258**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.112 = 0.0896**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.0258 = 0.02064**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.112 = 0.01456**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.0258 = 0.003354**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 29.5 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 29.5 = 0.1735**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 6.8 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 6.8 = 0.04**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**

Кэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 29.5 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.41$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 6.8 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.0945$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент (табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 29.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00738$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AIR \cdot F = 6.8 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0017$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0206400	0.0896000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0033540	0.0145600
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0017000	0.0073800
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0400000	0.1735000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0945000	0.4100000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1009, ЦА-320М (ЯМЗ-238)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 17.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 14.3$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.1433$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 30 / 10^3 = 0.429$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00573$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01716$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 = 0.1863$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 39 / 10^3 = 0.558$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 = 0.0478$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 10 / 10^3 = 0.143$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 = 0.1194$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 25 / 10^3 = 0.3575$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 = 0.0573$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 12 / 10^3 = 0.1716$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00573$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01716$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 = 0.0239$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 5 / 10^3 = 0.0715$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1433000	0.4290000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1863000	0.5580000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0239000	0.0715000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0478000	0.1430000

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1194000	0.3575000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0057300	0.0171600
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0057300	0.0171600
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0573000	0.1716000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1010, СМН-20 (ЯМЗ-238)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 16.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 13.7$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1375$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 30 / 10^3 = 0.411$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0055$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01644$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1788$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 39 / 10^3 = 0.534$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 10 / 3600 = 0.0458$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 10 / 10^3 = 0.137$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 25 / 3600 = 0.1146$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 25 / 10^3 = 0.3425$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 12 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 12 / 10^3 = 0.1644$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0055$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01644$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_н = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.5 \cdot 5 / 3600 = 0.0229$

Валовый выброс, т/год, $M_н = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 13.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.0685$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1375000	0.4110000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1788000	0.5340000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0229000	0.0685000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0458000	0.1370000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1146000	0.3425000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0055000	0.0164400
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0055000	0.0164400
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0550000	0.1644000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1011, Резервуар для дизтоплива

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

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 283.05**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 283.05**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 30**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Крмах для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Крsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 30**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 12 / 3600 = 0.001307**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 283.05 + 3.15 · 283.05) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000939**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C));

Растворитель РПК-265II) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000939 / 100 = 0.000936**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001307 / 100 = 0.001303**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.000939 / 100 = 0.00000263**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001307 / 100 = 0.00000366**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.00000263
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0.0013030	0.0009360

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 1013, Резервуар для тех.масло

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

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1.25**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 1.25**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 10**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 8**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Крмах для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 8$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR$, $G_{HR} = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.0001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 1.25 + 0.25 \cdot 1.25) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001083 / 100 = 0.0001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083	0.0000730

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6105, Узел приготовления цементного раствора

Тип источника выделения: Склады, хвостохранилища, узлы пересыпки пылящих материалов

Материал: Цемент

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния

Влажность материала, %, $VL = 1$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.4), $K_5 = 0.8$

Операция: Хранение

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G_{3SR} = 0$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.2), $K_{3SR} = 1$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G_3 = 2$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.2), $K_3 = 1.2$

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3), $K_4 = 0.01$

Размер куска материала, мм, $G_7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.5), $K_7 = 1$

Поверхность пыления в плане, м², $F = 0.1$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складываемого материала, $K_6 = 1.45$

Унос пыли с 1 м² фактической поверхности материала, г/м²*сек, $Q = 0.003$

Максимальный разовый выброс пыли при хранении, г/с (1), $GC = K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot Q \cdot F = 1.2 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1.45 \cdot 1 \cdot 0.003 \cdot 0.1 = 0.00000418$

Время работы склада в году, часов, $RT = 160$

Валовый выброс пыли при хранении, т/год (1), $MC = K_{3SR} \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot Q \cdot F \cdot RT \cdot 0.0036 = 1 \cdot 0.01 \cdot 0.8 \cdot 1.45 \cdot 1 \cdot 0.003 \cdot 0.1 \cdot 160 \cdot 0.0036 = 0.000002$

Максимальный разовый выброс, г/сек, $G = 0.00000418$

Валовый выброс, т/год, $M = 0.000002$

Итого выбросы от источника выделения: 001 узел приготовления цемент.р-ра

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)	0.00000418	0.0000020

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6106, Емкость бурового раствора

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу

Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.

Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Время работы	T	час	200
Объем работ		тонн	219,6
Коэф.учитывающее высоту пересыпки	B		0.4
Влажность		%	1
$g = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot G \cdot B \cdot 1000000 / 3600$			
Вес.доля пыл. фракции в материале		K_1	0.05
Доля пыли переходящая в аэрозоль		K_2	0.01
Коэф.учитывающий метеоусловия		K_3	1.20
Коэф.Учитывающийместные условия		K_4	1.00
Коэф.учит.влажность материала		K_5	0.90
Коэф.учит. крупность материала 3 мм		K_7	0.80
Суммарное кол-во перерабмого материала, тонн/час		G	1.5198
$M = g_{сек} \cdot t \cdot 3600/10^6$			

Код	Примесь	г/с	т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.07295	0.05252

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6107, Насос для бурового раствора

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

Т - Продолжительно закачки составит, часа	830.4		
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89		
п-число подвижных соединений, ед-ц	2		
х-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638		
с-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477		
Y	2.36705		
$Y=g*n*x*c$			
$Mсек=Y/1000$			
$Mт/год=Mсек*T*3600/1000000$			
	Код	Примесь	(1 скв.)
М г/сек	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0.002367
М т/год		Смесь углеводородов предельных C6-C10	0.007076

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6108, Буровой насос

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

Т - продолжительность работы насоса, часа	830.4		
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89		
п-число подвижных соединений, ед-ц	2		
х-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638		
с-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477		
Y	2.36705		
$Y=g*n*x*c$ $M_{сек}=Y/1000$ $M_{т/год}=M_{сек}*T*3600/1000000$			
	Код	Примесь	(1 скв.)
М г/сек	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0.002367
М т/год			0.007076

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6109, Шламоборник

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.

Время хранения Т			360
где: q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице (5.9.) (5) кг (час*м) ²			0.02
K11 - коэффициент принимаемый по таблице 5.5,			0.2
F - площадь испарения, м ²			0.04906
n - количество оборудования, шт			1
Пвал			0.00014718
Пвал= F*q*K11*n, кг/час Мсек = Пвал*1000/3600, г/с Мт/год=Пвал*Т/1000			
Итоговые выбросы	Код	Примесь	(1 скв.)
М г/с	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0.0000409
М т/год		Смесь углеводородов предельных C1-C5	0.000053

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6110, Дегазатор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
1	<u>Исходные данные:</u>			
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	19
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520

1.3.	Средняя молярная масса паров р/пр.	Мп	г/моль	81
1.4.	Время работы	Т	час	285
1.5.	Средняя темп.в аппарате 0С	t	К	298
2	Расчет:			
	Количество выбросов произ.по формуле	Пр	кг/час	0,2403
	(5.29 методики)	Пр	г/с	0,06675
	Пр=0,037*(PV/1011)0,8*Мп/Т	Пр	т/скв/год	0,0685

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0667500	0.0685000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6111, Газосварка (Мастерская)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Газовая сварка стали ацетилен-кислородным пламенем

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 250**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 2.1**

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 22**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 22 \cdot 250 / 10^6 = 0.0044$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 22 \cdot 2.1 / 3600 = 0.01027$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 22 \cdot 250 / 10^6 = 0.000715$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 22 \cdot 2.1 / 3600 = 0.00167$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0102700	0.0044000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0016700	0.0007150

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6112, Электросварка (мастерская)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 120**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.6**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.99**

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 = 13.9**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 120 / 10^6 = 0.001668$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 0.6 / 3600 = 0.002317$

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 = 1.09**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 120 / 10^6 = 0.0001308$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0001817$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 120 / 10^6 = 0.00012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0001667$

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), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 120 / 10^6 = 0.00012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0001667$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 120 / 10^6 = 0.0001116$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 0.6 / 3600 = 0.000155$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 120 / 10^6 = 0.000259$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 0.6 / 3600 = 0.00036$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 120 / 10^6 = 0.0000421$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0000585$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 120 / 10^6 = 0.001596$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.6 / 3600 = 0.002217$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0023170	0.0016680
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001817	0.0001308
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003600	0.0002590
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000585	0.0000421
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0022170	0.0015960
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001550	0.0001116
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0001667	0.0001200
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)	0.0001667	0.0001200

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6113, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.016$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

Технология обработки: Механическая обработка чугуна

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей

Вид станков: Сверлильные станки

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 4), $GV = 0.0011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$

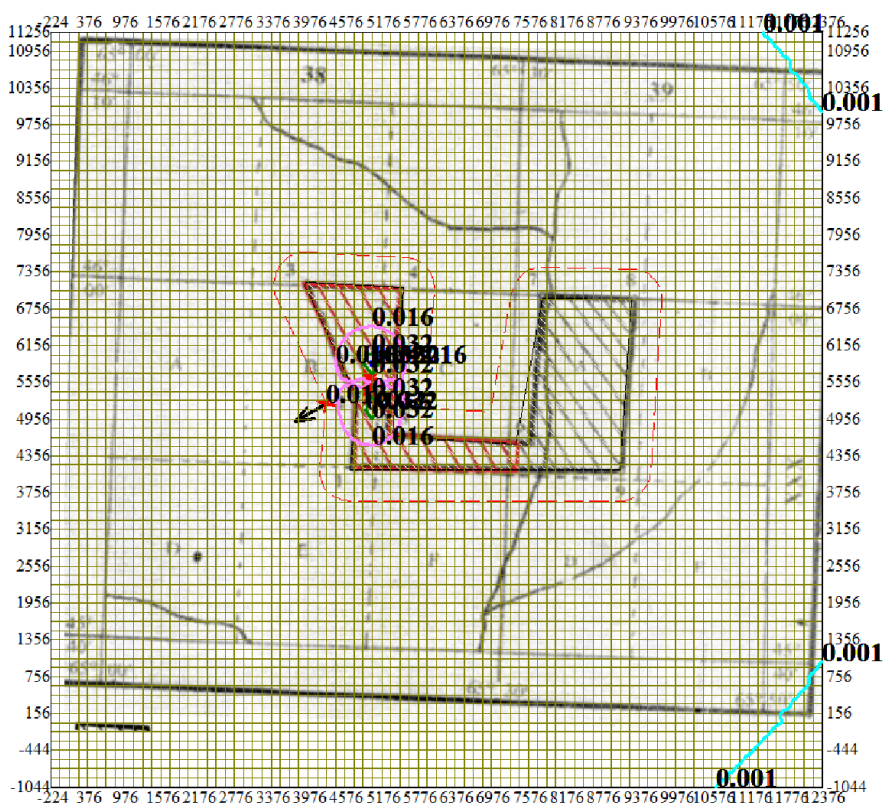
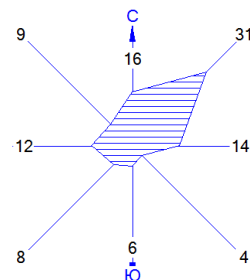
ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на
 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



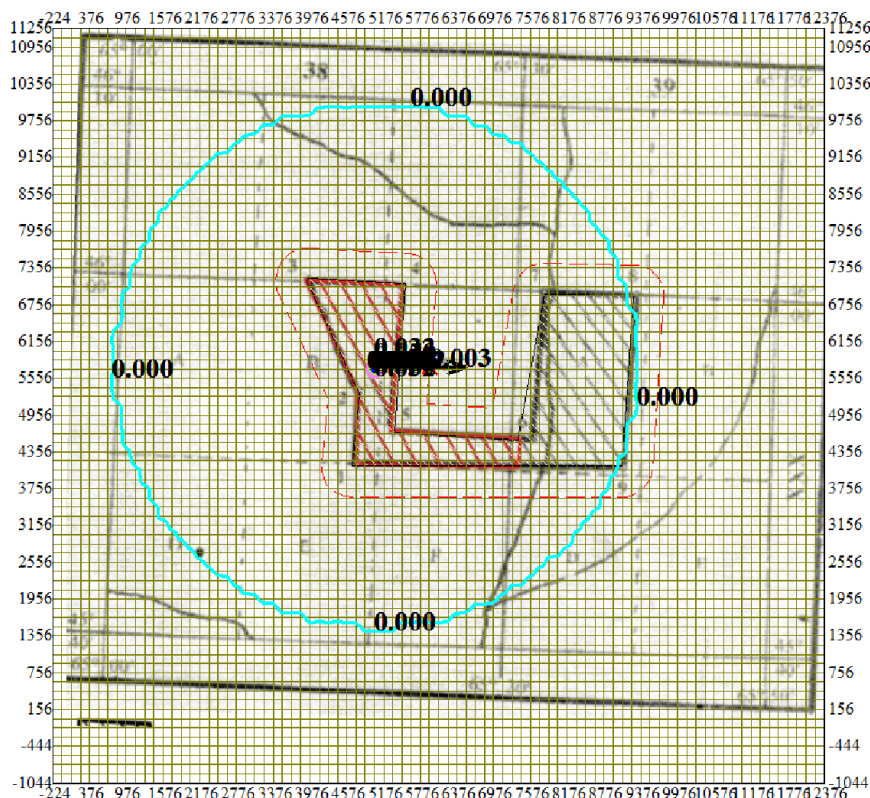
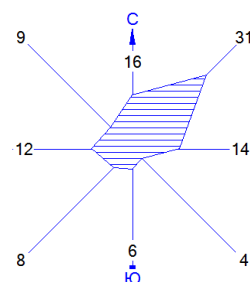
0 992 2976м.
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК
 0.001 ПДК
 0.016 ПДК
 0.032 ПДК
 0.042 ПДК

Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 ↑ Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0420527 ПДК достигается в точке $x=5026$ $y=5856$
 При опасном направлении 185° и опасной скорости ветра 2.45 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 85×83
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на
 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



0 992 2976м.
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК

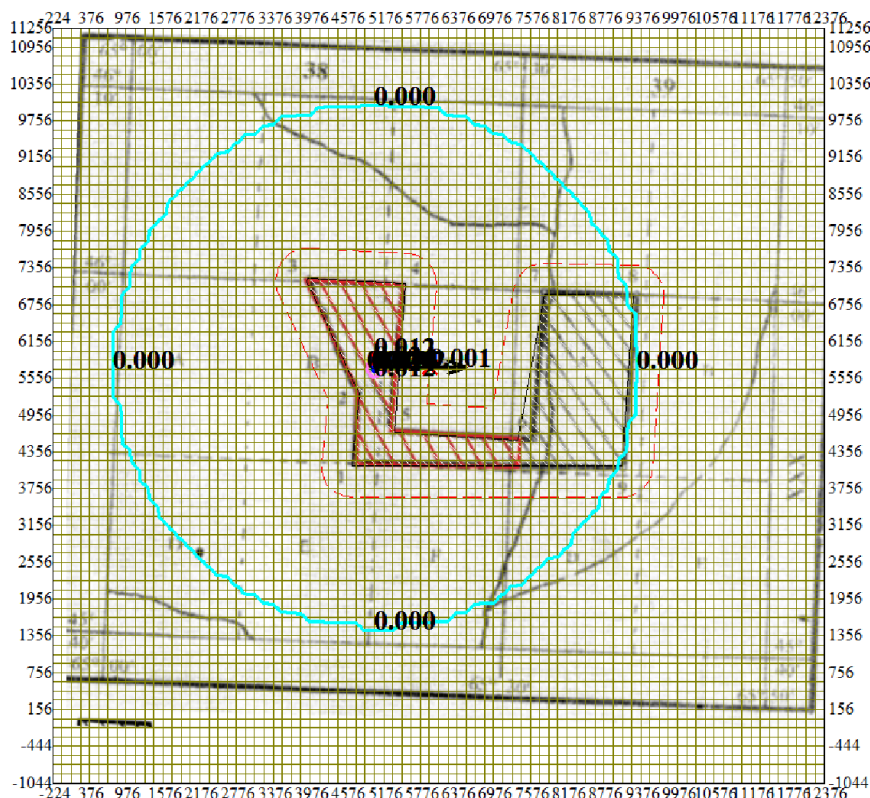
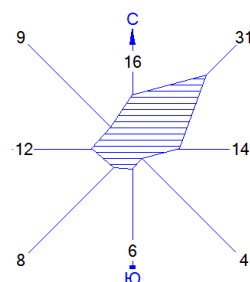
— 0.000 ПДК
 — 0.032 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.063 ПДК
 — 0.082 ПДК

Условные обозначения:

□ Территория предприятия
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0821132 ПДК достигается в точке $x=5026$ $y=5706$
 При опасном направлении 104° и опасной скорости ветра 0.61 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 85×83
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на
 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



0 992 2976м.
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК

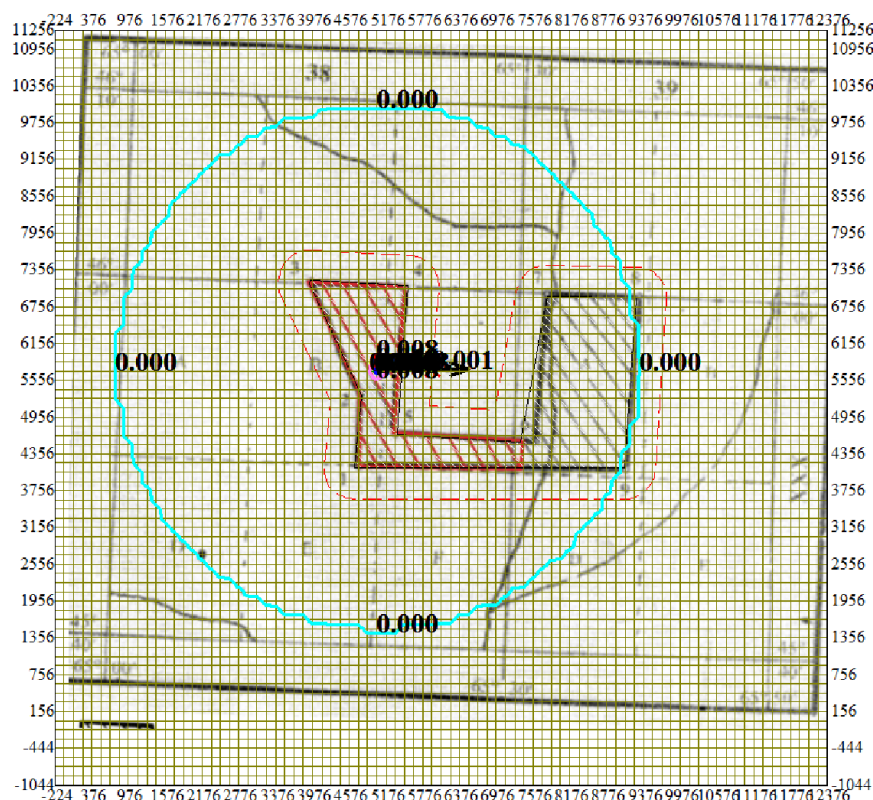
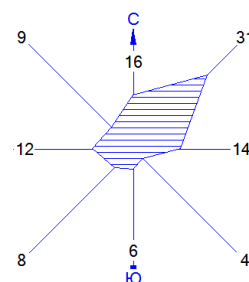
— 0.000 ПДК
 — 0.012 ПДК
 — 0.024 ПДК
 — 0.031 ПДК

Условные обозначения:

□ Территория предприятия
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0311887 ПДК достигается в точке $x=5026$ $y=5706$
 При опасном направлении 104° и опасной скорости ветра 0.61 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 85×83
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на
 2022 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0621 Метилбензол (349)



0 992 2976м.
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК
 0.000 ПДК
 0.008 ПДК
 0.016 ПДК
 0.021 ПДК

Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0207925 ПДК достигается в точке $x = 5026$ $y = 5706$
 При опасном направлении 104° и опасной скорости ветра 0.61 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 85×83
 Расчет на существующее положение.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

10.11.2022 г

1. Город – Кызылординская область
2. Адрес – **Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский района**
4. Организация, запрашивающая фон – ТОО «КенАйОйл Кызылорда»
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Кенбулак**
6. Разрабатываемый проект – Проект разработки месторождения Кенлык
- 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, Сырдарьинский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

14005762

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **01653P**
Дата выдачи лицензии **24.04.2014 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 **город Кызылорда, улица Кыдырова, дом 7**
(местонахождение)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Effect group"**
120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.
Кызылорда, СУЛЕЙМЕНОВА, дом № 7., БИН: 140240025703
(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия,
имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования и контроля Министерства
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**
(полное наименование лицензиара)

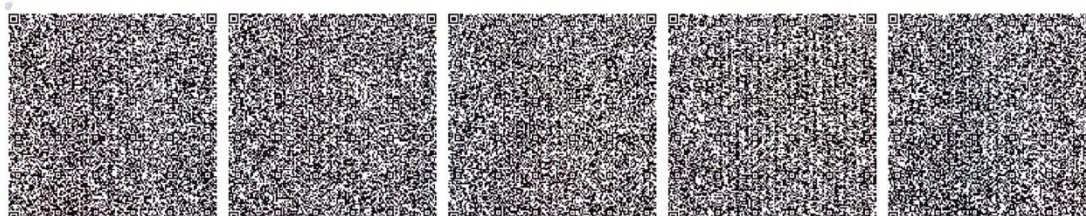
Руководитель
(уполномоченное лицо) **ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ**
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к
лицензии **001**

Дата выдачи приложения
к лицензии **24.04.2014**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Астана**



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

24.04.2014 года01653P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Effect group"120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г. Кызылорда,
СУЛЕЙМЕНОВА, дом № 7., БИН: 140240025703(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица /
полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей
среды(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

генеральнаяОсобые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

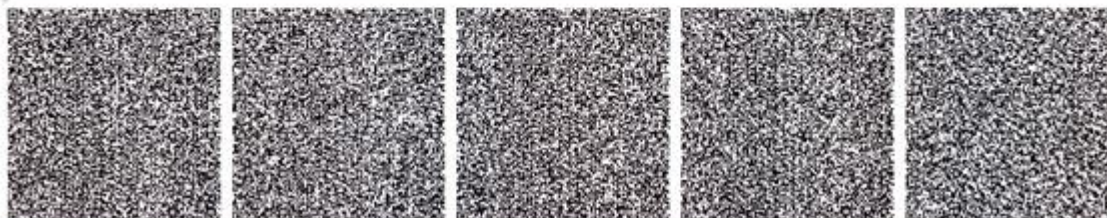
Комитет экологического регулирования и контроля Министерства
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан,
Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики
Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

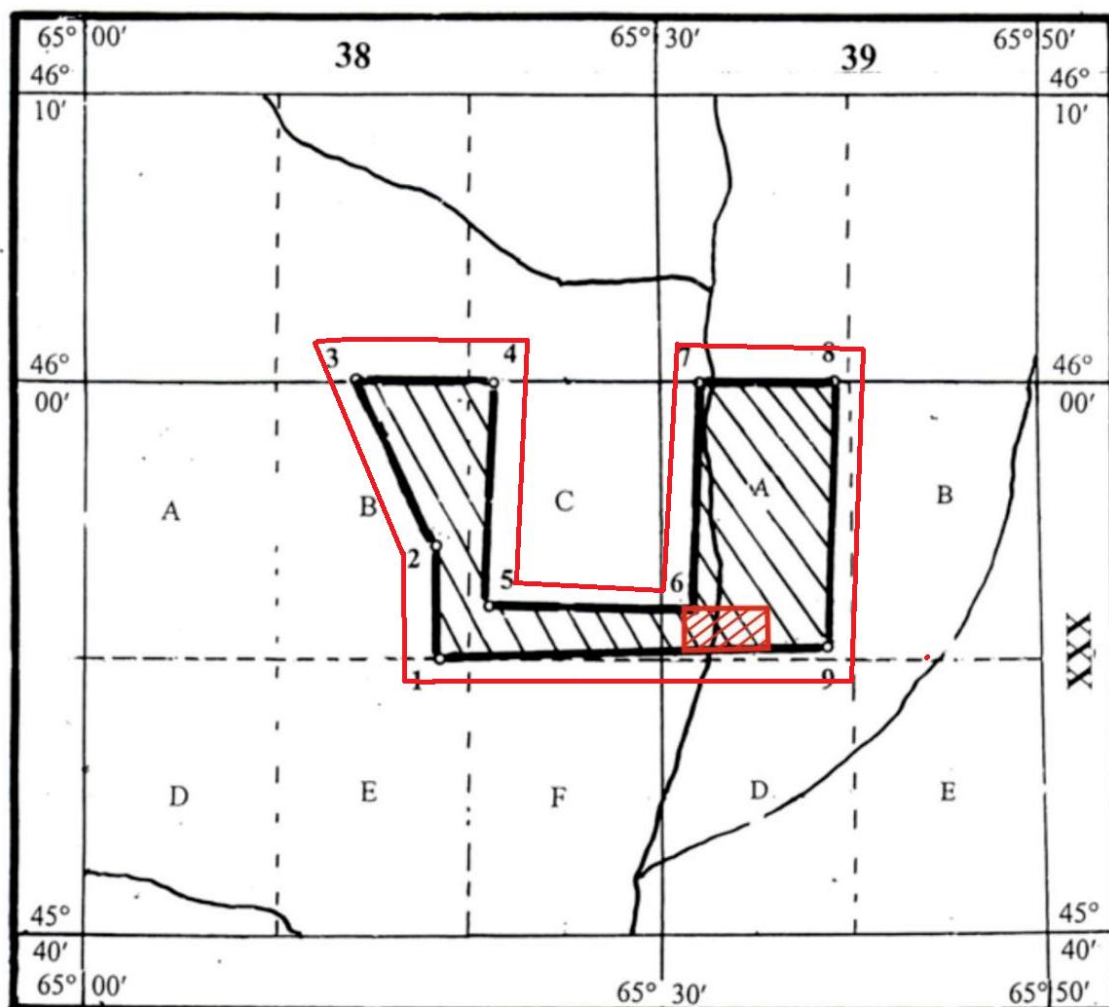
г. Астана

Барілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына саймен қағаз таситыштарға құжаттың тек
Данный документ согласно пункту 3 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.

Картограмма расположения геологического отвода в пределах блоков XXX-38-B(частично),C(частично); XXX-39-A(частично)

Масштаб 1: 500 000



контрактная территория блоков Кызылординской области



границы проведения пробной эксплуатации