

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХОЙЛ АКТӨБЕ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Казахойл Актөбе»

 К. М. Касымалиев
«___» _____ 2024 г.



ПРОЕКТ
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛИБЕКМОЛА»

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



 А.С. Марданов

Атырау, 2024 г.

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

СОДЕРЖАНИЕ	
СОДЕРЖАНИЕ	4
АННОТАЦИЯ	10
ВВЕДЕНИЕ	12
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	10
1.1 Общие сведения о месторождении	10
1.1.1 Целевое назначение работы	11
1.2 Технологические показатели	13
1.3 Сведение о производственном процессе	21
1.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	28
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	35
2.1 Природно-климатические условия	35
2.1.1 Современное состояние атмосферного воздуха	36
2.2 Поверхностные и подземные воды	39
2.3 Почвенный покров	41
2.4 Растительный покров	41
2.5 Животный мир	42
3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ	43
3.1 Социально-экономические условия района	43
4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	45
4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу	45
4.2 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу	80
4.3 Обоснование размера санитарно-защитной зоны	81
4.4 Характеристика источников физического воздействия	81
4.5 Водоснабжение и водоотведение	82
ВИД ОТХОДА	97
4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду	97
4.8 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами	98
4.9 Рекультивация земель	98
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	100
5.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха	101
5.2 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды	103
5.3 Факторы негативного воздействия на геологическую среду	106
5.4 Оценка воздействия на почвенный покров	107
5.5 Оценка воздействия на растительность	109
5.7 Радиационная обстановка	112
5.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	113
5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду	115
5.10 Состояние здоровья населения	116
5.11 Охрана памятников истории и культуры	116
5.12 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций	117
5.13 Оценка воздействия на особо охраняемые территории	118
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	120
6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций	120
7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	122
7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин	122
7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования	123
7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов	123
7.4 Мониторинг состояния биосферы	123
7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга	123
7.6 Контроль в области охраны окружающей среды	124
8. НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ	125
9. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	136
ПРИЛОЖЕНИЯ	137
ПРИЛОЖЕНИЕ №1 - РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	137
ПРИЛОЖЕНИЕ №2 –ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЭС НА ПРОЕКТ ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА СЗЗ	138
ПРИЛОЖЕНИЕ №3 – ДАННЫЕ РГП «КАЗГИДРОМЕТ»	139
ПРИЛОЖЕНИЕ №4 – ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОТ ГУ «ЖАЙЫК-КАСПИЙСКАЯ БАССЕЙНОВАЯ ИНСПЕКЦИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ	141

ПРИЛОЖЕНИЕ №5 – ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОТ МСХ «АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТНАЯ ИНСПЕКЦИЯ ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО МИРА»	141
ПРИЛОЖЕНИЕ №6 - ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ	142

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1-1-Характеристика фонда скважин. В целом по месторождению. 1 вариант	14
Таблица 1-2- Характеристика технологических показателей. В целом по месторождению. 1 вариант	15
Таблица 1-3- Характеристика фонда скважин. В целом по месторождению. 2 вариант	16
Таблица 1-4- Характеристика технологических показателей. В целом по месторождению 2 вариант	17
Таблица 1-5- Характеристика фонда скважин. В целом по месторождению. 3 вариант	18
Таблица 1-6- Характеристика технологических показателей. В целом по месторождению 3 вариант	19
Таблица 1-7 - Выкидные линии от скважин до АГЗУ и МНФ месторождения Алибекмола	22
Таблица 1-8- Прогнозный баланс добычи и распределения газа Алибекмола на 2024-2034 гг по 1 варианту	31
Таблица 1-9- Прогнозный баланс добычи и распределения газа Алибекмола на 2024-2034 гг по 2 варианту	32
Таблица 1-10- Прогнозный баланс добычи и распределения газа Алибекмола на 2024-2034 гг по 3 варианту	33
Таблица 2-1- Общая климатическая характеристика	35
Таблица 2-2 - Среднемесячная температура воздуха, °С	35
Таблица 2-3 – Средняя месячная скорость ветра, м\с.....	35
Таблица 2-4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)	35
Таблица 2-5- Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2023г.....	37
Таблица 2-6- Результаты подземных вод.....	39
Таблица 2-7 - Результаты поверхностных вод	39
Таблица 4-1 – Проектная конструкция вертикальных скважин	46
Таблица 4-2 – Проектная конструкция горизонтальной скважины Г-1	47
Таблица 4-3 – Проектная конструкция горизонтальной скважины Г-2.....	47
Таблица 4-4 - Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3600м.	48
Таблица 4-5 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины Г-1 с проектной глубиной 3544,39м.	48
Таблица 4-6 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины Г-2 с проектной глубиной 3813,29м.	49
Таблица 4-7 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в вертикальных скважин.....	53
Таблица 4-8 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-1	53
Таблица 4-9 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-2	54
Таблица 4-10 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2024г.....	55
Таблица 4-11 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2025г.....	55
Таблица 4-12 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2026г.....	56
Таблица 4-13 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2027г.....	56
Таблица 4-14 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2028г.....	57
Таблица 4-15 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2029г.....	57
Таблица 4-16 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2030г.....	58
Таблица 4-17 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2031г.....	58

Таблица 4-46 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2030г	75
Таблица 4-47 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2031г	75
Таблица 4-48 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2032г	76
Таблица 4-49 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2033г	76
Таблица 4-50 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2034г	77
Таблица 4-51 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников эксплуатации месторождения по годам по III альтернативному варианту	77
Таблица 4-52 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	80
Таблица 4-53 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин ...	83
Таблица 4-54 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-1	83
Таблица 4-55 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-2	83
Таблица 4-56 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-3	83
Таблица 4-57 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин ...	83
Таблица 4-58 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-1	83
Таблица 4-59 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-2	84
Таблица 4-60 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин ...	84
Таблица 4-61 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-1	84
Таблица 4-62 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-2	84
Таблица 4-63 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения	84
Таблица 4-64- Объем выбуренной породы при строительстве одной вертикальной скважины	87
Таблица 4-65 - Образование ТБО при строительстве вертикальной скважины проектной глубиной 3600м	88
Таблица 4-66 - Виды и количества образующихся отходов при бурении вертикальных скважин по I варианту	89
Таблица 4-67 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве вертикальных скважин по I варианту	89
Таблица 4-68 - Виды и количества образующихся отходов при бурении вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по II рекомендуемому варианту	89
Таблица 4-69 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по II рекомендуемому варианту	90
Таблица 4-70- Виды и количества образующихся отходов при бурении вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по III варианту	90
Таблица 4-71 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по III варианту	91
Таблица 4-72- Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины Г-1	91
Таблица 4-73 - Образование ТБО при строительстве горизонтальной скважины Г-1	92
Таблица 4-74 - Виды и количества образующихся отходов при бурении горизонтальной скважины Г-1 по I-III вариантам	93
Таблица 4-75 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве горизонтальной скважины Г-1 по I-III вариантам	93
Таблица 4-76- Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины Г-2	93
Таблица 4-77 - Образование ТБО при строительстве горизонтальной скважины Г-2	94

Таблица 4-78 - Виды и количества образующихся отходов при бурении горизонтальной скважины Г-2 по I-III вариантам.....	95
Таблица 4-79 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве горизонтальной скважины Г-2 по I-III вариантам.....	95
Таблица 4-80 - Образование ТБО при эксплуатации месторождения на 2024-2034г.....	96
Таблица 4-81- Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации на 2024-2034гг.....	97
Таблица 4-82 - Предварительные нормативы размещения отходов при эксплуатации на 2024-2034гг	97
Таблица 5-1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины	100
Таблица 5-2 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	102
Таблица 5-3 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов	103
Таблица 5-4 - Анализ воздействия на геологическую среду.....	106
Таблица 5-5 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров.....	108
Таблица 5-6 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность	111
Таблица 5-7 - Анализ воздействия на фауну	112
Таблица 5-8 - Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта	115
Таблица 5-9 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты	115
Таблица 7-1 – Список измеряемых параметров	124

АННОТАЦИЯ

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности **KZ83VWF00137762 от 02.02.2024г** на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола» необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду **обязательна**.

Отчет о возможных воздействиях выполнен согласно Приложению 1 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года №424 Приложения 2 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», а также соответствует требованиям Экологического кодекса РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

Глава 1. «Краткая характеристика проектируемых работ» включает в себя:

- общие сведения о месторождении, описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.
- целевое назначение работы;
- информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности;
- информация о технологических показателях для осуществления намечаемой деятельности, сведения о производственном процессе, в том числе использование природных ресурсов, сырья и материалов.

Глава 2. «Современное состояние окружающей среды» (информация о компонентах природной среды):

- природно-климатические условия;
- современное состояние атмосферного воздуха;
- поверхностные и подземные воды;
- почвенный покров, растительность и животный мир.

Глава 3. «Социально-экономические условия района» – описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков.

Глава 4. «Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду»:

- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия, также обоснование предельных количественных и качественных показателей эмиссий, расчеты которых представлены в приложении №1.
- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности;
- описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду при бурении скважин при реализации проекта разработки;
- характеристика источников физического воздействия;
- водоснабжение и водоотведение;
- сведения об отходах производства и потребления, характеристика и объемы образования, обоснование предельного количества накопления отходов по их видам (расчеты предварительного объема образования отходов).

Глава 5. «Комплексная оценка воздействия на окружающую среду» – описание возможных существенных воздействий (прямых и косвенных, кумулятивных,

трансграничных, краткосрочных и долгосрочных, положительных и отрицательных) намечаемой деятельности на объекты возникающие в результате реализации намечаемой деятельности.

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

Глава 7. «Программа экологического мониторинга» – описание методов мониторинга, виды мониторинга.

Глава 8. «Заявление о намечаемой деятельности».

Глава 9. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Республики Казахстан:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «Алибекмола Оперейтинг» и Филиалом «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет оформлен в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 26.10.2021г №424).

Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условиях землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- комплексную оценку ожидаемых изменений окружающей среды в результате производственной деятельности на лицензионном участке;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

Юридические адреса:***Заказчик:***

***030006, г.Актобе пр. А.Молдагуловой, 46
ТОО «Казахойл Актобе»
тел: 7 (7132) 93 32 99
факс: 7 (7132) 55 73 25***

Исполнитель:

***060011, г. Атырау, мкр. Нурсая,
проспект Елорда, строительство 10
Атырауский Филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»
тел:(7122)305404***

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Алибекмола в административном отношении расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан, в 250-270 км к югу от г. Актобе (рисунок 2.1).

Площадь работ находится в пределах листа М-40-XXXIV международной разграфки.

В орографическом отношении описываемый район представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. К северо-западной части площади примыкают барханные пески Кумжарган. Максимальная абсолютная отметка рельефа 281м приурочена к центральной части описываемой площади, минимальная +160м наблюдается в долине р. Эмба.

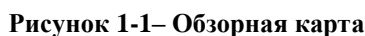
Район характеризуется резко континентальным климатом с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха от +35 - 40°C (летом) до - 33 - 45°C (зимой). Глубина промерзания почвы до 1,5 - 1,8м. Сильные ветры восточного и северо-восточного направлений часто вызывают суховей, песчаные бури, а зимой снежные бураны, нередко перемешанные песком. Средняя скорость ветров составляет 5 – 10 м/сек.

Растительный покров района бедный. Заросли кустарника встречаются в долине р. Эмба и в глубоких балках. Беден и животный мир в основном грызуны, встречаются волки, лисы, зайцы.

Ближайшими населенными пунктами являются пос. Жагабулак, расположенный в 5км к западу от площади месторождения и поселок Шубарши (45-50км).

Ближайшими нефтяными месторождениями являются – Жанажол (20 км) и Кенкияк (45 км), которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощностями по подготовке к добыче нефти и газа. Нефть этих месторождений по нефтепроводу подается в магистральный нефтепровод Атырау-Орск. Нефтепромыслы указанных месторождений связаны шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием с г. Актобе. Через северную часть площади месторождения проходит асфальтированная дорога Жанажол – Эмба - Актобе.

На площади работ имеют распространение такие строительные материалы как пески, песчаники, глины, суглинки. Пески альбского и четвертичного возраста используются как строительный материал. Для технического водоснабжения пригодна вода р. Эмба, которая в широтном направлении пересекает северную часть площади месторождения.



Месторождение Алибекмола приурочено к одноименному поднятию, расположенному в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Открыто в 1987 г. производственным геологическим объединением «Актюбнефтегазгеология». При испытании карбонатной пачки КТ-II в параметрической скважине П-4 получен фонтанный приток нефти дебитом до 90 м³/сут.

Первый отчет по подсчету запасов месторождения был подготовлен институтом КазНИГРИ и утвержден ГКЗ РК в 1994г (протокол №21 от 24.11.1994г). Начальные

геологические запасы нефти – 129481,9 тыс.т., извлекаемые – 55049,5 тыс.т. Запасы растворенного газа – 31734,5 млн.м³, извлекаемые 13937,2 млн.м³.

В 2001г институтом «НИПИнефтегаз» составлен проект пробной эксплуатации месторождения [9], в котором было запланировано бурение 6 опережающих добывающих скважин и ввод в эксплуатацию 2 разведочных скважин.

В 2002г институтом «Гипровостокнефть» (Россия, г.Самара) составлена и утверждена ЦКР РК (протокол №20 от 25.12.2002г) «Технологическая схема разработки месторождения Алибекмола» [10]. Из-за слабой изученности северной части месторождения Техсхема была принята ЦКР только для его южной части. В то же время ЦКР рекомендовала недропользователю выполнить доразведку северной части месторождения и в 2005г, после реализации рекомендаций ЦКР, институтом АО НИПИ «Каспиймунайгаз» был подготовлен проект «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Алибекмола» [12], утвержденный ЦКР РК (протокол №35 от 21.09.2005г).

Согласно требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2] ежегодно, начиная с 2004 года, проводится «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Алибекмола».

В 2007г по результатам бурения новых скважин и промышленной разработки месторождения, институтом «Каспиймунайгаз» был подготовлен отчет по «Пересчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Алибекмола» [14] по состоянию на 01.01.2007г и утвержден Протоколом ГКЗ РК №647-07-У от 24.12.2007г.

В 2008г на основе пересчитанных запасов, была составлена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Алибекмола» [15] и утверждена ЦКР РК.

На данный момент месторождение разрабатывается согласно утвержденному IV варианту УТС.

В 2010г для контроля разработки месторождения был составлен и принят ЦКРР отчет «Авторский надзор за реализацией Уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола на 01.01.10г» [17], в рамках которого уточнялись прогнозные технологические показатели разработки до 2013г.

В 2012г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» при содействии ТОО “Timal Consulting Group” был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [19] по состоянию на 01.01.2012г, рассмотренного на ЦКРР РК, в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки.

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [20] и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были скорректированы программа работ и уровни добычи.

В 2016г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Алибекмола» [21] силами ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были даны соответствующие рекомендации по дальнейшей разработке и скорректированы технологические показатели разработки и программа ГТМ на ближайший период.

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [22] и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были скорректированы программа работ и уровни добычи.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №14/11 от 03-04.10.2019г) с проектными показателями разработки на 2020-2022гг [24].

На основе уточненной в результате бурения новых пробуренных скважин геологической модели и полученной дополнительной геолого-геофизической информации,

в совокупности с материалами переработки и переинтерпретации сейсмических материалов 3Д, выполненный в 2018 г. Китайским институтом «Бюро нефтяной разведки Чжунюань СИНОПЕК» совместно с филиалом ТОО «НИИ ТДиБ «КМГ» «Каспиймунайгаз» в 2020г был выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов ...» (Протокол ГКЗ №2297-21-У от 15.04.2021г).

В рамках пересчета запасов в целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по категории В+С₁ в сравнении с Государственным балансом уменьшились на 2951 тыс.т (2,6%), извлекаемые запасы нефти уменьшились на 13084 тыс.т (30,8%).

На основе новых утвержденных запасов составлен проект «Проект разработки месторождения Алибекмола», согласованный ЦКРР РК (Протокол №18/10 от 14 октября 2021г) с утверждением технологических показателей по 3 рекомендуемому варианту разработки на период с 2021-2022гг.

В 2022г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Анализ разработки...» по состоянию 01.01.2022г, в рамках которого были уточнены технологические показатели по 3 рекомендуемому варианту на период 2023-2024гг. (Протокол ЦКРР РК № 30/8 от 28.08.2022г).

В 2023г согласно рекомендации ЦКРР был выполнен отчет «Пересчет извлекаемых запасов растворенного газа в нефти месторождения Алибекмола» (Протокол ГКЗ РК №2591-23-У). В целом по месторождению извлекаемые запасы растворенного в нефти газа увеличились на 12 040 млн.м³ (+189,4%). Таким образом извлекаемые запасы газа в целом по месторождению составили 18 396 млн.м³.

Действующим документом на разработку является «Проект разработки месторождения Алибекмола», согласованный ЦКРР РК (Протокол №18/10 от 14 октября 2021г) с утверждением технологических показателей по 3 рекомендуемому варианту разработки на период с 2021-2022гг. В 2023г согласно рекомендации ЦКРР был выполнен отчет «Пересчет извлекаемых запасов растворенного газа в нефти месторождения Алибекмола» (Протокол ГКЗ РК №2591-23-У). В целом по месторождению извлекаемые запасы растворенного в нефти газа увеличились на 12 040 млн.м³ (+189,4%). Таким образом извлекаемые запасы газа в целом по месторождению составили 18 396 млн.м³. Настоящее «Дополнение к проекту разработки» составлено с целью разработки обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, внедрения новых технологий для повышения нефтеотдачи и усовершенствования системы разработки, которые ранее не были предусмотрены в рамках действующего проектного документа.

1.2 Технологические показатели

С учетом результатов анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем отчете произведены расчеты технологических показателей разработки в 3-х вариантах.

Согласно технико-экономическому анализу, лучшим для реализации является 2 вариант разработки, при реализации которого ожидается достижение утвержденных коэффициентов извлечения и максимальных экономических показателей.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2073г) составит 29518,7 тыс.т., достигаемый КИН – 0,266.

Ниже в таблицах 1-1 – 1-6 представлены характеристика основного фонда и показателей разработки по всем 3 вариантам.

Таблица 1-1-Характеристика фонда скважин. В целом по месторождению. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2024	0	91	0	0	2	2	0	63	26	11,9	44,3	75,9
2025	2	93	3	3	6	6	0	59	29	11,9	46,0	76,0
2026	3	96	2	0	3	3	0	59	29	13,6	52,0	85,0
2027	3	99	0	1	3	3	0	59	30	18,1	62,3	110,0
2028	3	102	0	1	3	3	0	59	31	20,8	67,7	123,7
2029	3	105	0	0	1	1	0	61	31	22,3	68,6	128,7
2030	3	108	0	1	3	3	0	61	32	23,3	65,7	132,0
2031	3	111	0	1	2	2	0	64	33	24,0	64,1	130,6
2032	3	114	0	1	2	2	0	65	34	25,3	63,8	135,8
2033	3	117	0	0	2	2	0	68	34	26,0	62,3	142,0
2034	3	120	0	0	1	1	0	70	34	26,1	63,1	150,5
2035	3	123	0	0	2	2	0	72	34	26,4	65,1	159,3
2036	3	126	0	0	1	1	0	74	34	26,5	69,7	174,7
2037	3	129	0	0	3	3	0	75	34	26,7	73,3	186,3
2038	3	132	0	0	3	2	1	77	34	26,9	76,2	193,8
2039	2	134	0	0	2	2	0	77	34	26,8	78,9	202,3
2040	0	134	0	0	3	2	1	77	34	26,4	80,1	204,6
2041	0	134	0	0	2	2	0	76	34	25,7	80,1	201,7
2042	0	134	0	0	3	3	0	74	34	25,0	80,5	198,1
2043	0	134	0	0	2	2	0	73	35	24,5	80,9	192,9
2044	0	134	0	0	4	3	1	70	34	23,9	81,1	190,2
2045	0	134	0	0	3	2	1	70	34	23,4	82,8	191,4
2046	0	134	0	0	2	2	0	68	34	22,5	82,9	187,2
2047	0	134	0	0	4	3	1	66	34	21,5	82,9	182,4
2048	0	134	0	0	1	1	0	66	35	20,6	82,5	175,0
2049	0	134	0	0	2	2	0	64	36	19,9	83,2	167,9
2050	0	134	0	0	3	2	1	62	35	19,3	82,8	166,0
2051	0	134	0	0	1	1	0	61	35	18,7	83,7	166,0
2052	0	134	0	0	1	1	0	60	36	18,0	84,2	161,6
2053	0	134	0	0	1	0	1	60	36	17,3	84,6	157,7
2054	0	134	0	0	2	1	1	59	36	16,6	84,8	156,4
2055	0	134	0	0	1	1	0	58	36	16,0	85,3	154,2
2056	0	134	0	0	0	0	0	58	36	15,4	85,7	152,7
2057	0	134	0	0	1	1	0	57	36	14,7	86,0	151,5
2058	0	134	0	0	0	0	0	57	36	14,2	86,4	150,2
2059	0	134	0	0	2	1	1	56	35	13,6	86,6	151,3
2060	0	134	0	0	0	0	0	56	35	13,1	87,0	152,1
2061	0	134	0	0	0	0	0	56	35	12,5	87,1	151,5
2062	0	134	0	0	0	0	0	55	35	12,0	87,9	151,0
2063	0	134	0	0	0	0	0	55	35	11,6	88,8	150,5
2064	0	134	0	0	0	0	0	55	35	11,1	88,9	150,1

2065	0	134	0	0	0	0	0	55	35	10,6	89,0	149,7
2066	0	134	0	0	0	0	0	55	35	10,1	89,2	149,4
2067	0	134	0	0	0	0	0	54	35	9,8	90,1	149,1
2068	0	134	0	0	0	0	0	54	35	9,4	91,0	148,8
2069	0	134	0	0	0	0	0	54	35	9,0	91,2	148,6
2070	0	134	0	0	0	0	0	54	35	8,7	91,3	148,4
2071	0	134	0	0	0	0	0	54	35	8,3	91,5	148,2
2072	0	134	0	0	0	0	0	54	35	7,9	91,7	148,1
2073	0	134	0	0	0	0	0	54	35	7,6	91,9	148,0

Таблица 1-2- Характеристика технологических показателей. В целом по месторождению. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2024	157,8	0,5	0,8	10539,7	35,8	0,095	585,7	567,1	17220,9	10597,2	73,1	684,4	21615,6	100,0	86,4	181,034	4948,997
2025	161,0	0,5	0,9	10700,8	36,3	0,096	622,9	602,8	17843,7	11199,9	74,1	722,2	22337,8	100,0	86,8	187,984	5136,982
2026	192,8	0,7	1,0	10893,6	37,0	0,098	735,1	723,6	18578,8	11923,5	73,8	854,5	23192,3	100,0	87,2	229,059	5366,041
2027	275,8	0,9	1,5	11169,4	37,9	0,101	947,7	932,9	19526,5	12856,4	70,9	1124,4	24316,7	100,0	87,7	318,418	5684,459
2028	335,0	1,1	1,8	11504,4	39,1	0,104	1088,7	1071,7	20615,2	13928,1	69,2	1306,6	25623,3	100,0	88,3	364,501	6048,959
2029	369,5	1,3	2,1	11873,9	40,3	0,107	1139,6	1139,6	21754,9	15067,7	67,6	1383,4	27006,7	100,0	88,8	369,447	6418,406
2030	412,4	1,4	2,3	12286,4	41,7	0,111	1162,5	1162,5	22917,3	16230,2	64,5	1440,5	28447,2	100,0	89,3	354,757	6773,163
2031	448,4	1,5	2,6	12734,8	43,2	0,115	1197,6	1197,6	24114,9	17427,8	62,6	1471,0	29918,1	97,8	89,7	334,816	7107,979
2032	502,1	1,7	3,0	13236,9	44,9	0,119	1266,6	1266,6	25381,6	18694,4	60,4	1576,7	31494,8	97,7	90,1	323,402	7431,381
2033	557,6	1,9	3,4	13794,5	46,8	0,124	1335,4	1335,4	26717,0	20029,8	58,2	1674,5	33169,3	97,1	90,4	303,678	7735,059
2034	591,8	2,0	3,8	14386,3	48,8	0,130	1429,8	1429,8	28146,7	21459,6	58,6	1774,6	34943,9	96,4	90,7	282,057	8017,116
2035	617,9	2,1	4,1	15004,2	50,9	0,135	1523,4	1523,4	29670,1	22983,0	59,4	1877,6	36821,6	96,2	91,0	266,312	8283,428
2036	642,6	2,2	4,4	15646,8	53,1	0,141	1690,8	1690,8	31360,9	24673,8	62,0	2059,7	38881,3	96,7	91,3	247,383	8530,811
2037	664,8	2,3	4,8	16311,7	55,4	0,147	1823,8	1823,8	33184,7	26497,6	63,5	2195,9	41077,2	96,5	91,5	230,978	8761,790
2038	676,2	2,3	5,1	16987,9	57,7	0,153	1915,0	1915,0	35099,7	28412,6	64,7	2281,0	43358,1	96,2	91,8	211,446	8973,236
2039	683,6	2,3	5,5	17671,5	60,0	0,159	2012,0	2012,0	37111,7	30424,6	66,0	2385,3	45743,4	96,6	92,0	191,574	9164,810
2040	673,6	2,3	5,7	18345,1	62,3	0,165	2046,4	2046,4	39158,1	32471,0	67,1	2407,9	48151,3	96,6	92,2	177,073	9341,883
2041	653,5	2,2	5,9	18998,6	64,5	0,171	2038,7	2038,7	41196,7	34509,6	67,9	2377,5	50528,8	96,3	92,4	162,748	9504,631
2042	628,4	2,1	6,0	19627,0	66,6	0,177	2019,6	2019,6	43216,4	36529,2	68,9	2335,8	52864,6	96,1	92,6	149,001	9653,632
2043	603,7	2,0	6,1	20230,6	68,7	0,182	1994,8	1994,8	45211,2	38524,0	69,7	2305,9	55170,4	96,7	92,7	136,550	9790,183
2044	581,1	2,0	6,3	20811,8	70,7	0,188	1969,1	1969,1	47180,2	40493,1	70,5	2273,0	57443,5	97,0	92,9	125,426	9915,608
2045	557,1	1,9	6,4	21368,8	72,6	0,193	1972,4	1972,4	49152,7	42465,5	71,8	2252,6	59696,1	96,8	93,0	115,287	10030,895
2046	528,0	1,8	6,5	21896,8	74,3	0,197	1947,9	1947,9	51100,5	44413,4	72,9	2206,9	61903,0	96,9	93,2	111,628	10142,523
2047	494,2	1,7	6,5	22391,0	76,0	0,202	1904,4	1904,4	53005,0	46317,9	74,1	2146,9	64050,0	97,2	93,3	105,281	10247,805
2048	465,7	1,6	6,6	22856,7	77,6	0,206	1869,2	1869,2	54874,2	48187,1	75,1	2092,5	66142,4	97,2	93,4	96,853	10344,658
2049	443,6	1,5	6,7	23300,3	79,1	0,210	1850,6	1850,6	56724,8	50037,6	76,0	2065,7	68208,1	97,6	93,5	90,272	10434,929
2050	427,5	1,5	6,9	23727,9	80,6	0,214	1834,1	1834,1	58558,9	51871,8	76,7	2041,6	70249,7	97,8	93,7	83,932	10518,862
2051	406,0	1,4	7,1	24133,9	81,9	0,217	1815,4	1815,4	60374,3	53687,2	77,6	2014,5	72264,2	98,2	93,8	78,025	10596,887
2052	386,0	1,3	7,3	24519,9	83,3	0,221	1801,7	1801,7	62176,0	55488,8	78,6	1987,4	74251,6	98,3	93,9	72,817	10669,704
2053	367,3	1,2	7,4	24887,2	84,5	0,224	1793,1	1793,1	63969,0	57281,9	79,5	1966,1	76217,7	98,3	94,0	68,364	10738,068
2054	349,9	1,2	7,7	25237,2	85,7	0,227	1788,0	1788,0	65757,0	59069,9	80,4	1949,0	78166,7	98,4	94,1	64,458	10802,526
2055	332,9	1,1	7,9	25570,1	86,8	0,230	1775,2	1775,2	67532,2	60845,1	81,2	1924,7	80091,4	98,5	94,2	60,239	10862,765

2056	317,1	1,1	8,2	25887,2	87,9	0,233	1767,5	1767,5	69299,7	62612,5	82,1	1906,2	81997,6	98,6	94,3	56,644	10919,409
2057	302,4	1,0	8,5	26189,6	88,9	0,236	1763,3	1763,3	71062,9	64375,8	82,9	1891,6	83889,2	98,7	94,4	53,495	10972,904
2058	288,2	1,0	8,8	26477,8	89,9	0,239	1756,1	1756,1	72819,0	66131,9	83,6	1874,6	85763,8	98,7	94,5	50,356	11023,261
2059	274,4	0,9	9,2	26752,2	90,8	0,241	1750,1	1750,1	74569,1	67882,0	84,3	1861,6	87625,4	98,9	94,6	47,544	11070,805
2060	261,8	0,9	9,7	27014,0	91,7	0,243	1743,7	1743,7	76312,8	69625,7	85,0	1846,0	89471,4	99,0	94,7	44,810	11115,614
2061	250,1	0,8	10,3	27264,1	92,6	0,246	1745,5	1745,5	78058,4	71371,3	85,7	1839,1	91310,5	99,0	94,7	42,667	11158,281
2062	239,1	0,8	10,9	27503,2	93,4	0,248	1747,5	1747,5	79805,9	73118,8	86,3	1832,7	93143,2	99,1	94,8	40,646	11198,927
2063	228,5	0,8	11,7	27731,7	94,2	0,250	1749,8	1749,8	81555,7	74868,6	86,9	1827,0	94970,2	99,1	94,9	38,741	11237,668
2064	218,5	0,7	12,7	27950,2	94,9	0,252	1752,1	1752,1	83307,8	76620,7	87,5	1821,8	96792,0	99,2	95,0	36,942	11274,609
2065	209,0	0,7	13,9	28159,2	95,6	0,254	1754,7	1754,7	85062,5	78375,4	88,1	1817,1	98609,1	99,2	95,1	35,243	11309,852
2066	199,9	0,7	15,5	28359,1	96,3	0,256	1757,5	1757,5	86820,0	80132,9	88,6	1813,0	100422,1	99,2	95,1	33,637	11343,489
2067	191,3	0,6	17,5	28550,4	96,9	0,257	1760,4	1760,4	88580,4	81893,3	89,1	1809,3	102231,4	99,3	95,2	32,118	11375,607
2068	183,1	0,6	20,3	28733,5	97,6	0,259	1763,5	1763,5	90343,9	83656,8	89,6	1806,1	104037,5	99,3	95,3	30,681	11406,288
2069	175,2	0,6	24,4	28908,7	98,2	0,260	1766,8	1766,8	92110,7	85423,6	90,1	1803,3	105840,8	99,3	95,3	29,320	11435,608
2070	167,8	0,6	30,8	29076,5	98,7	0,262	1770,2	1770,2	93881,0	87193,8	90,5	1801,0	107641,8	99,4	95,4	28,031	11463,639
2071	160,7	0,5	42,7	29237,1	99,3	0,263	1773,8	1773,8	95654,8	88967,7	90,9	1799,1	109440,9	99,4	95,5	26,809	11490,448
2072	153,9	0,5	71,3	29391,0	99,8	0,265	1777,6	1777,6	97432,4	90745,2	91,3	1797,6	111238,4	99,4	95,5	25,649	11516,097
2073	147,4	0,5	100,0	29538,4	100,3	0,266	1781,5	1781,5	99213,8	92526,7	91,7	1796,4	113034,8	99,5	95,6	24,549	11540,646

Таблица 1-3- Характеристика фонда скважин. В целом по месторождению. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемищность одной скважины, м³/сут
	всего					всего	добывающих	нагнетательных	всего		нефти	жидкости	
2024	0	91	0	0	0	2	2	0	63	26	11,9	44,3	75,9
2025	2	93	3	3	0	6	6	0	62	29	11,9	46,0	76,0
2026	2	95	2	0	0	3	3	0	63	29	13,2	50,8	82,1
2027	3	98	0	1	0	3	3	0	63	30	17,5	60,5	105,4
2028	3	101	0	1	0	3	3	0	63	31	20,1	65,4	117,2
2029	3	104	0	0	0	1	1	0	65	31	21,6	66,4	122,5
2030	3	107	0	1	0	3	3	0	65	32	22,8	63,5	126,0
2031	3	110	0	1	0	2	2	0	68	33	23,7	62,2	125,2
2032	3	113	0	1	0	2	2	0	69	34	25,0	61,9	130,3
2033	3	116	0	0	0	2	2	0	72	34	25,8	60,5	136,7
2034	3	119	0	0	0	1	1	0	74	34	26,0	61,4	145,3
2035	3	122	0	0	0	2	2	0	76	34	26,3	63,5	154,1
2036	3	125	0	0	0	1	1	0	78	34	26,5	68,6	170,5
2037	3	128	0	0	0	3	3	0	79	34	26,6	71,6	178,0
2038	2	130	0	0	1	3	2	1	80	34	26,8	74,5	185,0
2039	0	130	0	0	0	2	2	0	78	34	26,6	76,5	189,3
2040	0	130	0	0	1	3	2	1	78	34	26,1	77,2	187,8
2041	0	130	0	0	0	2	2	0	77	34	25,4	77,2	185,1
2042	0	130	0	0	0	3	3	0	75	34	24,8	77,4	181,4
2043	0	130	0	0	1	2	2	0	74	35	24,3	77,7	176,5
2044	0	130	0	0	0	4	3	1	71	34	23,9	77,9	173,8

2045	0	130	0	0	1	3	2	1	71	34	23,5	78,1	172,5
2046	0	130	0	0	0	2	2	0	69	34	23,0	78,9	169,9
2047	0	130	0	0	1	4	3	1	67	34	22,6	79,3	166,8
2048	0	130	0	0	1	1	1	0	67	35	22,1	79,4	161,3
2049	0	130	0	0	1	2	2	0	65	36	21,6	79,9	154,5
2050	0	130	0	0	0	3	2	1	63	35	21,0	79,4	152,6
2051	0	130	0	0	0	1	1	0	62	35	20,5	80,2	152,3
2052	0	130	0	0	1	1	1	0	61	36	19,9	80,6	148,0
2053	0	130	0	0	1	1	0	1	61	36	19,2	80,8	144,3
2054	0	130	0	0	1	2	1	1	60	36	18,5	80,8	142,8
2055	0	130	0	0	0	1	1	0	59	36	17,9	81,2	140,5
2056	0	130	0	0	0	0	0	0	59	36	17,3	81,5	138,9
2057	0	130	0	0	0	1	1	0	58	36	16,7	81,6	137,5
2058	0	130	0	0	0	0	0	0	58	36	16,1	81,8	136,0
2059	0	130	0	0	0	2	1	1	57	35	15,5	81,8	136,7
2060	0	130	0	0	0	0	0	0	57	35	15,0	82,1	137,1
2061	0	130	0	0	0	0	0	0	57	35	14,4	82,0	136,3
2062	0	130	0	0	0	0	0	0	56	35	13,9	82,7	135,5
2063	0	130	0	0	0	0	0	0	56	35	13,5	83,4	134,8
2064	0	130	0	0	0	0	0	0	56	35	13,0	83,3	134,1
2065	0	130	0	0	0	0	0	0	56	35	12,4	83,3	133,4
2066	0	130	0	0	0	0	0	0	56	35	11,9	83,2	132,8
2067	0	130	0	0	0	0	0	0	55	35	11,6	83,9	132,2
2068	0	130	0	0	0	0	0	0	55	35	11,2	84,6	131,6
2069	0	130	0	0	0	0	0	0	55	35	10,8	84,6	131,1
2070	0	130	0	0	0	0	0	0	55	35	10,3	84,6	130,6
2071	0	130	0	0	0	0	0	0	55	35	9,9	84,5	130,1
2072	0	130	0	0	0	0	0	0	55	35	9,5	84,5	129,6
2073	0	130	0	0	0	0	0	0	55	35	9,2	84,5	129,2

Таблица 1-4- Характеристика технологических показателей. В целом по месторождению 2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	всего		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2024	157,8	0,5	0,8	10539,7	35,8	0,095	585,7	17220,9	73,1	684,4	21615,6	181,034	4948,997
2025	161,0	0,5	0,9	10700,8	36,3	0,096	622,9	17843,7	74,1	722,2	22337,8	187,984	5136,982
2026	184,3	0,6	1,0	10885,1	37,0	0,098	712,0	18555,7	74,1	825,7	23163,5	219,005	5355,987
2027	262,4	0,9	1,4	11147,6	37,8	0,100	909,4	19465,2	71,1	1077,1	24240,5	302,231	5658,218
2028	316,7	1,1	1,7	11464,3	38,9	0,103	1032,6	20497,8	69,3	1238,4	25479,0	342,002	6000,220
2029	352,8	1,2	2,0	11817,0	40,1	0,106	1083,5	21581,3	67,4	1316,5	26795,4	348,522	6348,743
2030	397,1	1,3	2,3	12214,1	41,5	0,110	1106,4	22687,7	64,1	1374,8	28170,2	335,296	6684,039
2031	435,2	1,5	2,5	12649,3	42,9	0,114	1145,0	23832,7	62,0	1410,3	29580,5	317,847	7001,886
2032	489,2	1,7	2,9	13138,5	44,6	0,118	1210,6	25043,2	59,6	1512,9	31093,4	306,568	7308,454
2033	545,6	1,9	3,3	13684,1	46,5	0,123	1279,3	26322,6	57,4	1611,6	32705,1	288,426	7596,880
2034	580,8	2,0	3,7	14264,9	48,4	0,129	1373,7	27696,3	57,7	1712,5	34417,6	268,240	7865,120
2035	607,9	2,1	4,0	14872,8	50,5	0,134	1467,9	29164,2	58,6	1817,0	36234,5	253,794	8118,915
2036	635,9	2,2	4,4	15508,7	52,7	0,140	1643,7	30808,0	61,3	2009,6	38244,2	236,042	8354,957

2037	646,3	2,2	4,6	16155,0	54,9	0,146	1736,8	32544,8	62,8	2098,3	40342,5	220,704	8575,661
2038	656,8	2,2	4,9	16811,8	57,1	0,151	1822,7	34367,5	64,0	2177,6	42520,1	202,138	8777,799
2039	652,4	2,2	5,2	17464,2	59,3	0,157	1876,9	36244,4	65,2	2231,7	44751,9	183,142	8960,940
2040	632,9	2,1	5,3	18097,1	61,4	0,163	1873,4	38117,8	66,2	2210,6	46962,5	169,433	9130,373
2041	614,5	2,1	5,4	18711,7	63,5	0,169	1865,6	39983,4	67,1	2181,7	49144,2	155,827	9286,200
2042	591,2	2,0	5,5	19302,8	65,5	0,174	1843,1	41826,5	67,9	2138,1	51282,3	142,730	9428,930
2043	569,1	1,9	5,6	19871,9	67,5	0,179	1817,4	43643,9	68,7	2109,5	53391,8	130,869	9559,800
2044	549,2	1,9	5,7	20421,1	69,3	0,184	1790,8	45434,7	69,3	2078,0	55469,8	120,279	9680,079
2045	529,0	1,8	5,9	20950,1	71,1	0,189	1761,9	47196,6	70,0	2030,4	57500,2	110,624	9790,703
2046	510,0	1,7	6,0	21460,1	72,9	0,193	1747,8	48944,4	70,8	2002,9	59503,2	107,404	9898,107
2047	488,1	1,7	6,1	21948,2	74,5	0,198	1715,3	50659,7	71,5	1963,1	61466,2	101,454	9999,561
2048	470,7	1,6	6,3	22418,9	76,1	0,202	1690,7	52350,3	72,2	1927,9	63394,1	93,386	10092,947
2049	450,7	1,5	6,4	22869,6	77,6	0,206	1670,0	54020,3	73,0	1901,0	65295,1	87,129	10180,076
2050	436,7	1,5	6,6	23306,3	79,1	0,210	1651,5	55671,8	73,6	1876,5	67171,6	81,085	10261,161
2051	416,9	1,4	6,8	23723,2	80,5	0,214	1630,6	57302,4	74,4	1848,8	69020,4	75,447	10336,609
2052	398,3	1,4	7,0	24121,5	81,9	0,217	1614,5	58916,9	75,3	1820,7	70841,1	70,482	10407,090
2053	381,0	1,3	7,1	24502,5	83,2	0,221	1603,5	60520,5	76,2	1798,3	72639,3	66,248	10473,338
2054	364,7	1,2	7,4	24867,2	84,4	0,224	1596,0	62116,4	77,1	1779,7	74419,0	62,541	10535,879
2055	348,7	1,2	7,6	25215,8	85,6	0,227	1580,5	63696,9	77,9	1753,8	76172,8	58,503	10594,382
2056	333,7	1,1	7,9	25549,6	86,7	0,230	1570,1	65267,0	78,7	1733,4	77906,2	55,070	10649,452
2057	319,7	1,1	8,2	25869,2	87,8	0,233	1563,1	66830,1	79,5	1716,7	79622,9	52,070	10701,522
2058	306,0	1,0	8,5	26175,3	88,9	0,236	1553,0	68383,1	80,3	1697,5	81320,4	49,065	10750,588
2059	292,7	1,0	8,9	26468,0	89,9	0,238	1544,1	69927,2	81,0	1682,0	83002,4	46,374	10796,962
2060	280,4	1,0	9,4	26748,4	90,8	0,241	1534,5	71461,7	81,7	1663,8	84666,1	43,750	10840,712
2061	269,1	0,9	9,9	27017,5	91,7	0,243	1533,1	72994,8	82,4	1654,1	86320,2	41,706	10882,418
2062	258,2	0,9	10,6	27275,7	92,6	0,246	1531,9	74526,7	83,1	1644,8	87965,0	39,776	10922,195
2063	247,8	0,8	11,4	27523,6	93,4	0,248	1530,7	76057,4	83,8	1635,9	89600,9	37,953	10960,147
2064	237,9	0,8	12,3	27761,4	94,3	0,250	1529,6	77587,0	84,4	1627,5	91228,4	36,228	10996,375
2065	228,3	0,8	13,5	27989,8	95,0	0,252	1528,6	79115,7	85,1	1619,5	92847,9	34,596	11030,971
2066	219,2	0,7	15,0	28209,0	95,8	0,254	1527,8	80643,4	85,7	1611,8	94459,7	33,051	11064,022
2067	210,5	0,7	16,9	28419,5	96,5	0,256	1526,9	82170,4	86,2	1604,5	96064,3	31,587	11095,609
2068	202,1	0,7	19,6	28621,6	97,2	0,258	1526,2	83696,6	86,8	1597,6	97661,8	30,200	11125,809
2069	194,1	0,7	23,3	28815,7	97,8	0,260	1525,6	85222,2	87,3	1591,0	99252,8	28,884	11154,693
2070	186,4	0,6	29,3	29002,2	98,5	0,261	1525,0	86747,2	87,8	1584,7	100837,5	27,636	11182,329
2071	179,1	0,6	39,7	29181,3	99,1	0,263	1524,5	88271,7	88,3	1578,7	102416,3	26,451	11208,780
2072	172,1	0,6	63,3	29353,4	99,7	0,264	1524,1	89795,8	88,7	1573,0	103989,3	25,325	11234,106
2073	165,3	0,6	100,0	29518,7	100,2	0,266	1523,7	91319,5	89,2	1567,6	105556,9	24,256	11258,361

Таблица 1-5- Характеристика фонда скважин. В целом по месторождению. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего				всего			нефти	жидкости	
2024	0	91	0	0	2	63	26	11,9	44,3	75,9
2025	2	93	3	3	4	62	28	11,9	46,0	77,4
2026	2	95	2	0	5	61	26	13,2	50,8	88,4
2027	3	98	0	0	3	62	25	17,5	60,5	120,8
2028	3	101	0	0	3	62	25	20,1	65,4	139,2
2029	3	104	0	0	4	62	24	21,6	66,4	147,9
2030	3	107	0	0	2	63	24	22,5	62,7	150,1
2031	3	110	0	0	1	65	24	22,7	59,5	148,6
2032	3	113	0	0	3	66	23	23,2	56,4	149,2

2033	3	116	0	0	1	69	22	23,3	53,0	156,7
2034	0	116	0	0	1	68	22	22,9	51,4	156,3
2035	0	116	0	0	1	67	22	22,6	50,1	150,6
2036	0	116	0	0	2	65	22	22,2	51,5	149,5
2037	0	116	0	0	2	63	22	21,7	51,6	146,5
2038	0	116	0	0	2	62	22	21,4	51,7	142,6
2039	0	116	0	0	5	58	21	20,9	51,6	141,6
2040	0	116	0	0	4	56	20	20,4	51,2	145,9
2041	0	116	0	0	3	54	19	19,8	50,6	148,4
2042	0	116	0	0	2	53	18	19,4	50,4	152,5
2043	0	116	0	0	2	51	19	19,1	50,2	150,0
2044	0	116	0	0	3	49	18	18,8	49,8	145,9
2045	0	116	0	0	3	48	17	18,5	49,4	150,1
2046	0	116	0	0	1	47	17	18,3	49,7	150,6
2047	0	116	0	0	2	46	17	18,0	49,4	147,0
2048	0	116	0	0	1	46	17	17,7	48,9	143,1
2049	0	116	0	0	1	45	18	17,3	48,8	135,0
2050	0	116	0	0	0	45	18	16,9	48,0	128,8
2051	0	116	0	0	0	45	18	16,5	48,1	125,9
2052	0	116	0	0	0	45	19	16,0	48,0	119,7
2053	0	116	0	0	0	45	20	15,4	47,8	111,6
2054	0	116	0	0	0	45	21	14,7	47,7	104,7
2055	0	116	0	0	0	45	21	14,3	47,6	99,6
2056	0	116	0	0	0	45	21	13,8	47,5	97,9
2057	0	116	0	0	0	45	21	13,2	47,3	96,7
2058	0	116	0	0	0	45	21	12,8	47,2	95,0
2059	0	116	0	0	0	45	21	12,3	47,0	93,9
2060	0	116	0	0	0	45	21	11,8	46,9	92,3
2061	0	116	0	0	0	45	21	11,3	46,8	91,9
2062	0	116	0	0	1	44	21	10,9	47,3	91,4
2063	0	116	0	0	0	44	21	10,6	47,8	91,0
2064	0	116	0	0	0	44	21	10,1	47,7	90,7
2065	0	116	0	0	0	44	21	9,7	47,6	90,3
2066	0	116	0	0	0	44	21	9,3	47,6	90,0

Таблица 1-6- Характеристика технологических показателей. В целом по месторождению 3 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	всего		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2024	157,8	0,5	0,8	10539,7	35,8	0,095	585,7	17220,9	73,1	684,4	21615,6	181,034	4948,997
2025	161,0	0,5	0,9	10700,8	36,3	0,096	622,9	17843,7	74,1	722,2	22337,8	187,984	5136,982
2026	184,3	0,6	1,0	10885,1	37,0	0,098	712,0	18555,7	74,1	825,7	23163,5	219,005	5355,987
2027	262,4	0,9	1,4	11147,5	37,8	0,100	909,4	19465,2	71,1	1066,7	24230,2	302,231	5658,218
2028	316,6	1,1	1,7	11464,2	38,9	0,103	1032,6	20497,8	69,3	1206,3	25436,6	342,002	6000,220
2029	352,6	1,2	2,0	11816,8	40,1	0,106	1083,5	21581,3	67,5	1254,8	26691,4	348,522	6348,743

2030	391,5	1,3	2,2	12208,3	41,5	0,110	1091,2	22672,5	64,1	1249,5	27940,8	335,296	6684,039
2031	417,9	1,4	2,4	12626,2	42,9	0,114	1094,7	23767,2	61,8	1236,8	29177,6	317,847	7001,886
2032	453,4	1,5	2,7	13079,6	44,4	0,118	1103,8	24871,0	58,9	1214,6	30392,3	306,568	7308,454
2033	493,3	1,7	3,0	13572,9	46,1	0,122	1119,2	25990,3	55,9	1220,8	31613,0	288,426	7596,880
2034	500,1	1,7	3,1	14073,0	47,8	0,127	1121,2	27111,4	55,4	1192,0	32805,1	268,240	7865,120
2035	488,2	1,7	3,2	14561,2	49,4	0,131	1082,6	28194,1	54,9	1149,0	33954,1	253,794	8118,915
2036	467,8	1,6	3,1	15029,0	51,0	0,135	1088,3	29282,3	57,0	1140,5	35094,6	236,042	8354,957
2037	450,4	1,5	3,1	15479,4	52,6	0,139	1072,0	30354,3	58,0	1117,4	36212,0	220,704	8575,661
2038	435,8	1,5	3,1	15915,2	54,0	0,143	1051,4	31405,7	58,5	1085,2	37297,2	202,138	8777,799
2039	416,5	1,4	3,1	16331,7	55,5	0,147	1027,6	32433,4	59,5	1054,2	38351,4	183,142	8960,940
2040	400,7	1,4	3,1	16732,4	56,8	0,151	1007,9	33441,3	60,2	1032,8	39384,2	169,433	9130,373
2041	387,9	1,3	3,0	17120,3	58,1	0,154	990,6	34431,9	60,8	1002,4	40386,6	155,827	9286,200
2042	372,6	1,3	3,0	17492,9	59,4	0,158	968,1	35400,0	61,5	976,8	41363,4	142,730	9428,930
2043	358,3	1,2	3,0	17851,2	60,6	0,161	942,5	36342,4	62,0	961,1	42324,5	130,869	9559,800
2044	346,0	1,2	3,0	18197,2	61,8	0,164	916,0	37258,4	62,2	934,9	43259,4	120,279	9680,079
2045	333,0	1,1	3,0	18530,3	62,9	0,167	887,2	38145,6	62,5	906,4	44165,8	110,624	9790,703
2046	321,0	1,1	2,9	18851,3	64,0	0,170	873,2	39018,7	63,2	887,8	45053,6	107,404	9898,107
2047	305,9	1,0	2,9	19157,2	65,0	0,173	840,7	39859,5	63,6	863,6	45917,2	101,454	9999,561
2048	295,0	1,0	2,9	19452,2	66,0	0,175	816,2	40675,6	63,9	841,0	46758,2	93,386	10092,947
2049	281,3	1,0	2,8	19733,5	67,0	0,178	795,6	41471,3	64,6	818,2	47576,4	87,129	10180,076
2050	273,3	0,9	2,8	20006,8	67,9	0,180	777,2	42248,5	64,8	803,7	48380,1	81,085	10261,161
2051	259,3	0,9	2,7	20266,1	68,8	0,183	756,4	43004,8	65,7	785,7	49165,8	75,447	10336,609
2052	246,4	0,8	2,7	20512,5	69,6	0,185	740,4	43745,3	66,7	766,9	49932,7	70,482	10407,090
2053	234,4	0,8	2,6	20746,9	70,4	0,187	729,5	44474,7	67,9	753,3	50686,0	66,248	10473,338
2054	223,4	0,8	2,6	20970,3	71,2	0,189	722,0	45196,7	69,1	743,3	51429,3	62,541	10535,879
2055	212,4	0,7	2,5	21182,7	71,9	0,191	706,7	45903,4	69,9	725,6	52154,9	58,503	10594,382
2056	202,3	0,7	2,4	21385,0	72,6	0,193	696,3	46599,7	70,9	713,1	52868,0	55,070	10649,452
2057	192,9	0,7	2,4	21577,9	73,3	0,194	689,4	47289,1	72,0	704,0	53572,0	52,070	10701,522
2058	183,8	0,6	2,3	21761,7	73,9	0,196	679,4	47968,5	72,9	692,1	54264,1	49,065	10750,588
2059	174,9	0,6	2,3	21936,6	74,5	0,198	670,5	48639,0	73,9	683,6	54947,6	46,374	10796,962
2060	166,7	0,6	2,2	22103,3	75,0	0,199	661,1	49300,1	74,8	672,1	55619,8	43,750	10840,712
2061	159,4	0,5	2,2	22262,7	75,6	0,201	659,8	49960,0	75,8	668,9	56288,6	41,706	10882,418
2062	152,5	0,5	2,1	22415,2	76,1	0,202	658,6	50618,6	76,9	665,8	56954,5	39,776	10922,195
2063	145,8	0,5	2,1	22561,0	76,6	0,203	657,5	51276,1	77,8	663,0	57617,5	37,953	10960,147
2064	139,5	0,5	2,0	22700,5	77,1	0,205	656,6	51932,7	78,8	660,3	58277,8	36,228	10996,375
2065	133,4	0,5	2,0	22833,9	77,5	0,206	655,7	52588,3	79,6	657,8	58935,6	34,596	11030,971
2066	127,7	0,4	1,9	22961,6	78,0	0,207	654,9	53243,2	80,5	655,5	59591,0	33,051	11064,022

1.3 Сведение о производственном процессе

Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Основные требования к системе промыслового обустройства

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схема расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

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

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Существующая система сбора продукции скважин

На месторождении Алибекмола применяется герметичная система сбора и внутрипромысловой транспортировки нефти и газа. На месторождении Алибекмола размещено основное производство: ЦПНиГ с доведением нефти до товарной кондиции и цех подготовки и переработки газа ЦПиПГ. Добываемая нефть месторождения Алибекмола на УПН, размещенной непосредственно на месторождении Алибекмола, проходит предварительную подготовку, после чего по нефтепроводу «УПН Алибекмола –ЦПНиГ Алибекмола» направляется на ЦПНиГ м. Алибекмола, где проходит окончательную очистку от меркаптанов с доведением до товарного качества нефти. Газ направляется с ЦПНиГ на ЦПиПГ для получения товарного газа, смеси пропан-бутановой технической, стабильного газового бензина, пентановой фракции, которая возвращается на ЦПНГ м. Алибекмола для совместной реализации с товарной нефтью м/р. Алибекмола.

Основной поток газа месторождения Алибекмола проходит предварительную подготовку к транспорту на УПГ м. Алибекмола, далее транспортируется по газопроводу до ЦПиПГ м/р Алибекмола для доведения его до товарного качества. Часть газа доводится до кондиции топливного на месторождении Алибекмола для собственных нужд. Избытки попутного газа передается в АО «КазТрансГаз» для дальнейшей переработки на УКПГ Алибекмола » ТОО «Gas Processing Company».

Существующая принципиальная блок-схема технологического процесса на месторождениях Алибекмола и Алибекмола ТОО «КазахойлАктобе» приведена на Рис.6.3.1.

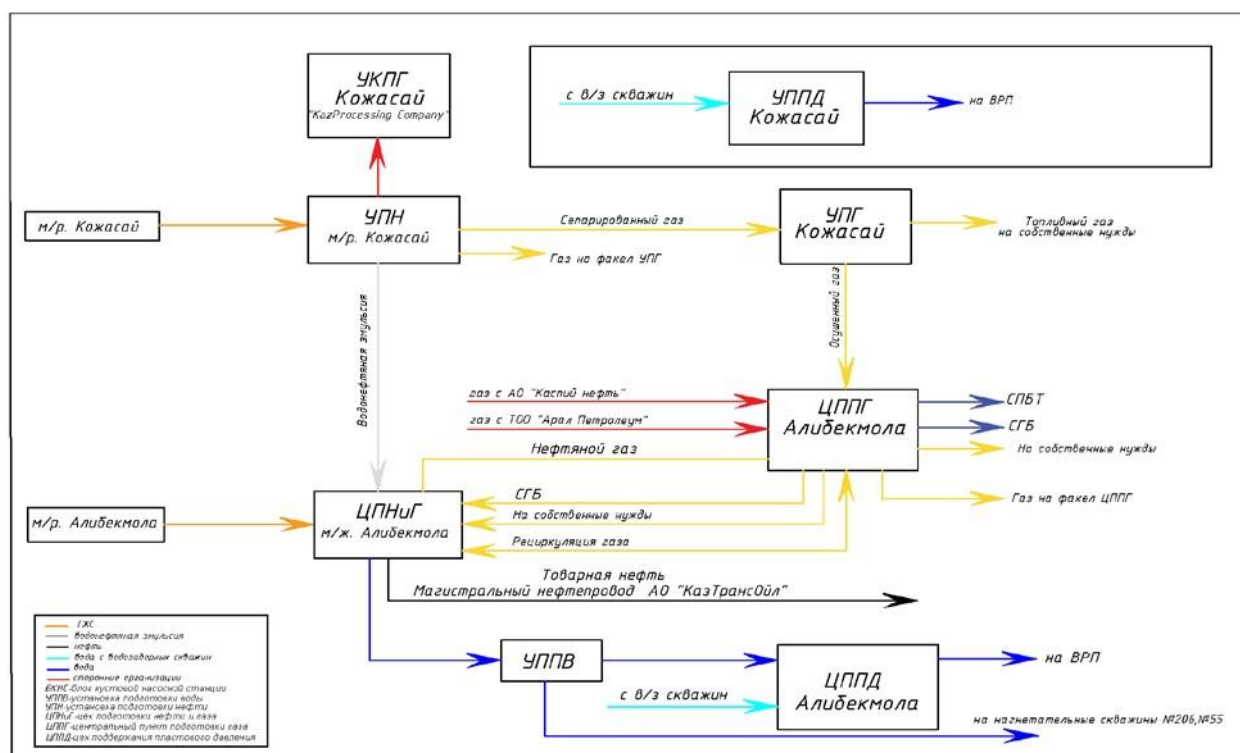


Рисунок 1-2

Принципиальная блок-схема технологического процесса на месторождениях ТОО «КазахойлАктобе»

Жидкость эксплуатационных скважин по выкидным линиям Ø108×8 поступает в автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ Север №1, №2) в количестве 2 единиц и в МАФ №1, №2, №3, №4, №7, №8.

В таблице 1.7 представлен информация по выкидным линиям от скважин до АГЗУ и МНФ месторождения Алибекмола.

Таблица 1-7 - Выкидные линии от скважин до АГЗУ и МНФ месторождения Алибекмола

№	№ МНФ и АГЗУ	№ скважин	Диаметр выкидной линии от скважин до АГЗУ, мм		Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м
			Дн	Двн	
1	МНФ-1 «ОЗНА-Импульс-1-40-1500»	28	108	92	1307,4
		56	108	92	1015,5
		103	108	92	930
		104	108	92	1591
		106	108	92	474
		107	108	92	812
		109	108	92	893,8
		111	108	92	1235
		203	114	94	1811
		507	108	92	1920
		03A	108	92	960
		07A	108	92	620
		07B	108	92	386
		9	108	92	1112
		09B	108	92	913
		58	114	92	1131
		113	114	92	1361
		513	108	92	1787
		102	108	92	420
		116	114	92	835
		118	114	92	897
		119	114	92	432
		121	114	92	558

3	МНФ-3 «ОЗНА-Импульс-1-40-1500»	122	114	92	533
		10A	108	92	185
		01B	108	92	770
		05B	108	92	601
		06B	108	92	825
		02A	108	92	1115
		8	108	92	1693
		26	108	92	355
		51	108	92	1242
		127	108	92	687
		130	108	92	596
		131	108	92	608
		134	108	92	513,4
		135	108	92	832
		136	108	92	1336
		137	108	92	1830
		12B	108	92	897
		13B	108	92	1268
4	МНФ-4 «ОЗНА-Импульс-1-40-1500»	10	114	92	1451
		20B	108	92	1197
		27	114	92	492
		139	114	92	2222,5
		141	114	92	1074
		142	114	92	982
		143	114	92	1193
		144	108	92	575,4
		145	108	92	841,1
		147	108	92	267,7
		148	108	92	764
		151	108	92	920
		17B	108	92	1433
		212	108	92	1190
5	МНФ-7 «ОЗНА-Импульс-1-40-1500»	06A	108	92	900
6	МНФ-8 «ОЗНА-Импульс-1-40-1500»	10A	108	92	185
7	АГЗУ-Север-1 «ОЗНА-Импульс-1-40-750»	314	108	92	640
		315	108	92	576
		323	108	92	480
		320	108	92	919
8	АГЗУ-Север-2 «ОЗНА-Импульс-1-40-1500»	300	108	92	2590
		304	108	92	3115
		305	108	92	710
		306	108	92	234
		311	108	92	389
		312	108	92	370

**Технологическая схема внутривнепромысловой системы сбора и транспорта нефти и газа
ЦДНГ на месторождении Алибекмола .**

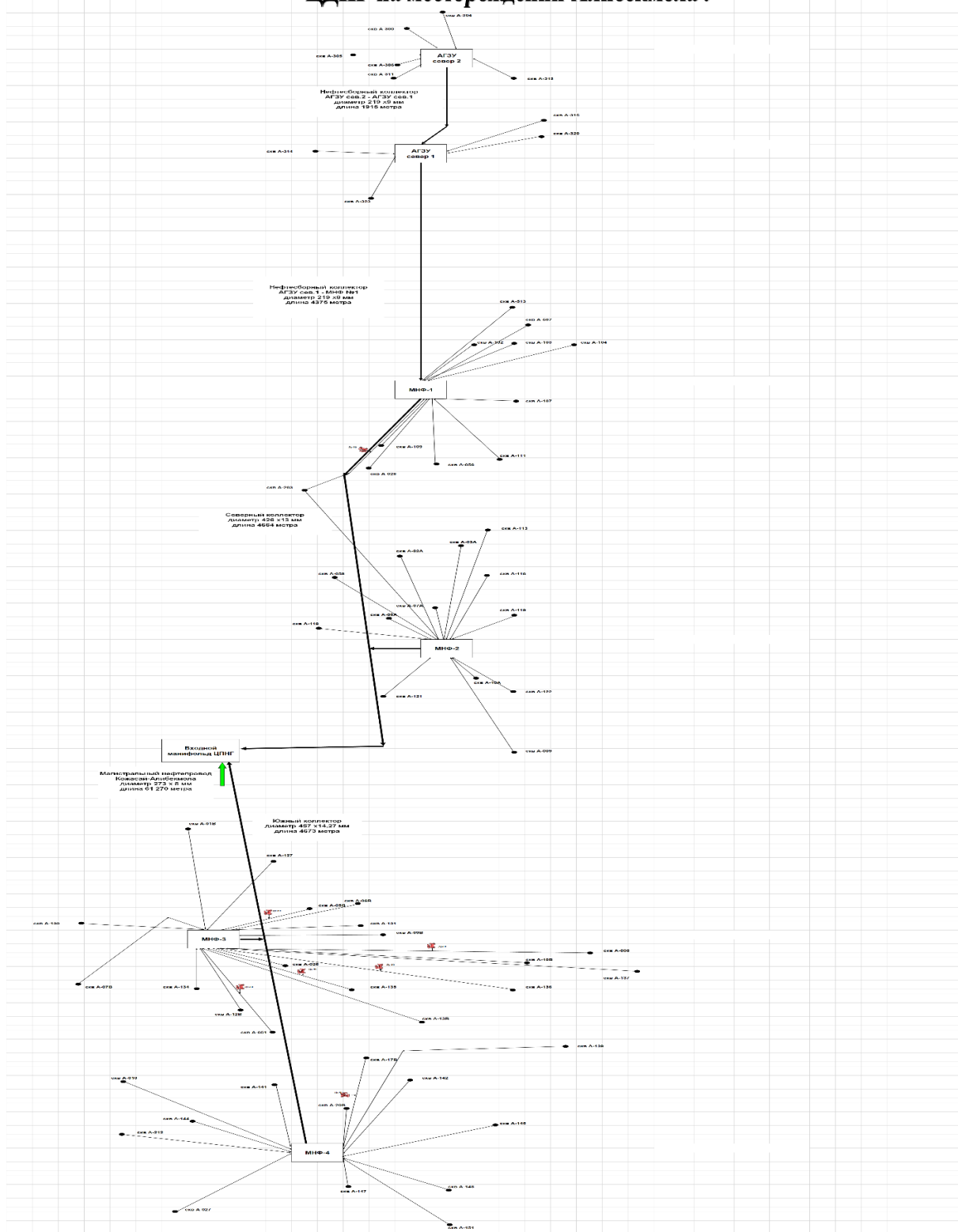


Рисунок 1-3

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции м/р Алибекмола

Существующая система подготовки добываемой продукции

Назначением установки ЦПНиГ является подготовка товарной нефти в соответствии с требованием СТ РК 1347-2005 и сдача нефти в систему магистрального нефтепровода Актюбинское нефтепроводное управление АО «КазТрансОйл».

В состав ЦПНиГ месторождения Алибекмола входят следующие установки:

- пункт подготовки нефти месторождения Алибекмола (ППН);

- установка демеркаптанзации нефти месторождения Алибекмола (УДН);
- система пожаротушения ЦПНиГ, УДН, резервуарного парка. Подготовка нефти включает следующие технологические процессы:
- трехступенчатая сепарация нефти;
- подогрев нефти;
- обезвоживание в отстойных аппаратах;
- обессоливание нефти в электродегидраторах;
- отдувка нефти от сероводорода и частично от метил-этилмеркаптанов, очистка нефти от сероводорода и этил-метилмеркаптанов.

Нефтегазовая смесь с автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ), поступает на депульсатор ДП, где происходит предварительный отбор попутного газа из нефти. Далее нефтегазовый поток поступает в нефтегазовый сепаратор I ступени сепарации, где происходит процесс сепарации при избыточном давлении с выделением попутного нефтяного газа. В качестве сепаратора I-й ступени используется нефтегазовый горизонтальный сепаратор со встроенным внутренним капле отбойным устройством.

Объем сепаратора составляет $V=100 \text{ м}^3$, откуда газ направляется в нефтяной факельный газосепаратор для очистки от капель нефти и механических примесей.

Отсепарированный газ из нефтяного факельного газосепаратора отводится на факельную систему высокого давления.

Нефть после сепаратора I-й ступени нагревается в печах ПП-10-63Э до 40°C , и поступает на вторую ступень сепарации в НГС V-50 м^3 .

Нефть II-й ступени сепарации, после сепаратора через клапан-регулятор уровня поступает в нефтегазовый сепаратор третьей ступени.

Разгазированная нефть из нефтегазового сепаратора III-й ступени поступает на всас центробежных насосов перекачки нефти Р-101А/В/С марки «ТКА-210/80 БС ВНМ У2» с производительностью $195 \text{ м}^3/\text{час}$ и напором до 80 м. Уровень в сепараторе поддерживается автоматически регулятором расхода, клапан которого установлен на линии нагнетания насосов. Также в линию нагнетания насосов с блока дозирования реагентов подается деэмульгатор типа «Аманат 4001Б», подача которого осуществляется дозировочным насосом.

Далее нефть пройдя печь подогрева нефти ПТБ -10Э нагреваясь до температуры не более 60°C , поступает в отстойник, откуда поступает в электродегидратор.

В отстойнике V-200 м^3 происходит частичное обессоливание нефти, и отделение пластовой попутной воды от нефтегазовой смеси. Вода, выделившаяся в процессе отстаивания, через клапан регулирующий сбрасывается в резервуар пластовой воды УППВ, нефть поступает в электродегидратор, предназначенный для более глубокого обезвоживания и обессоливания нефти под воздействием переменного электрического поля, который включает в себя процесс термохимического обезвоживания нефти.

На входе нефти в электродегидратор, установлен смеситель, в который подается опресненная вода для вымывания из нефти присутствующих минеральных солей. Подача опресненной воды производится насосами с емкости. Расход опресненной воды на смеситель регулируется регулятором расхода, клапан которого установлен на линии нагнетания насосов. Уровень в емкости поддерживается регулятором уровня, клапан которого установлен на линии входа воды в емкость с водозабора.

Нефть из электродегидратора подается на колонну отдувки нефти от сероводорода, предназначенную для очистки нефти от сероводорода и примесей меркаптанов. Для этого в колонну подается нефтяной газ от сепаратора. В процессе массообмена между газом и нефтью происходит очистка нефти от примесей сероводорода и меркаптанов. Газ, обогащенный примесями, с верха колонны направляются для сжигания на факельную систему низкого давления. С целью предотвращения завышения давления в колонне, на линии отходящих газов, установлены предохранительные клапана, со сбросом на факел.

Стабильная нефть с куба колонны, насосами, откачивается на установку демеркаптанзации нефти (УДН), откуда подается в резервуарный парк.

В состав блоков ППН входят:

- блок сепарации, состоящий из сепаратора I ступени объемом 100 м^3 , сепаратора II ступени объемом 50 м^3 , сепаратора III ступени объемом 50 м^3 ;
- блок подогрева нефти, состоящий из 5 печей марки ПП-0,63 работающих на дизельном топливе и двух печей ПТБ-10 работающих на топливном газе;
- блок обезвоживания и обессоливания, состоящий из отстойника объемом 200 м^3 и электродегидратора объемом 200 м^3 ;
- блок отдувки нефти от сероводорода, состоящий из колонны отдувки нефти и насосная по перекачке нефти на УДН;
- насосная станция экспортной откачки нефти в магистральный нефтепровод КТО;
- коммерческий узел учета нефти;
- резервуарный парк, состоящий из 3-х резервуаров РВС-1000, 2-х резервуаров РВС-5000, 2-х резервуаров РВС-10000.

На ППН обустроена факельная установка с факелами высокого и низкого давления, состоящая из факельного сепаратора V-140 м^3 по линии факела высокого давления и газорасширителя по линии факела низкого давления. На факел высокого давления осуществляется сброс газа из предохранительных клапанов сепараторов I-й и II-й ступени, а сброс с сепаратора III-й ступени на факел низкого давления. Для улавливания капель влаги и конденсата перед факелом низкого давления установлен конденсатосборник, который состоит из газового расширителя и емкости для сбора конденсата V-8 м^3 . Сюда же поступает сброс газа после колонны отдувки нефти и с дренажных емкостей. Емкость для сбора конденсата снабжена системой контроля по уровню жидкости и давлению в напорном трубопроводе, оборудована погружным насосом для откачки уловленного конденсата в нефтегазовый сепаратор, либо в автоцистерну, либо в резервуар некондиционной нефти.

УДН предназначена для очистки подготовленной нефти от сероводорода и метилэтилмеркаптана прилегает к пункту подготовки нефти, с последующей транспортировкой нефти в товарные резервуары.

Процесс очистки нефти состоит из 2 этапов: I-я ступень – очистка от сероводорода, и II-я ступень – очистка от меркаптанов с использованием раствора КТК, который состоит из щелочного раствора и катализатора ИВКАЗ.

В состав УДН входит:

- теплообменник подогрева нефти перед I ступеней очистки;
- 2 отстойника-разделителя I-й ступени очистки объемом по 100 м^3 каждый;
- 2 отстойника-разделителя II-й ступени очистки объемом по 160 м^3 каждый;
- узел регенерации щелочного раствора;
- узел приема свежей щелочи и приготовления щелочного раствора.

Принципиальная схема технологического процесса УДН представлен на

Рис.1.4.

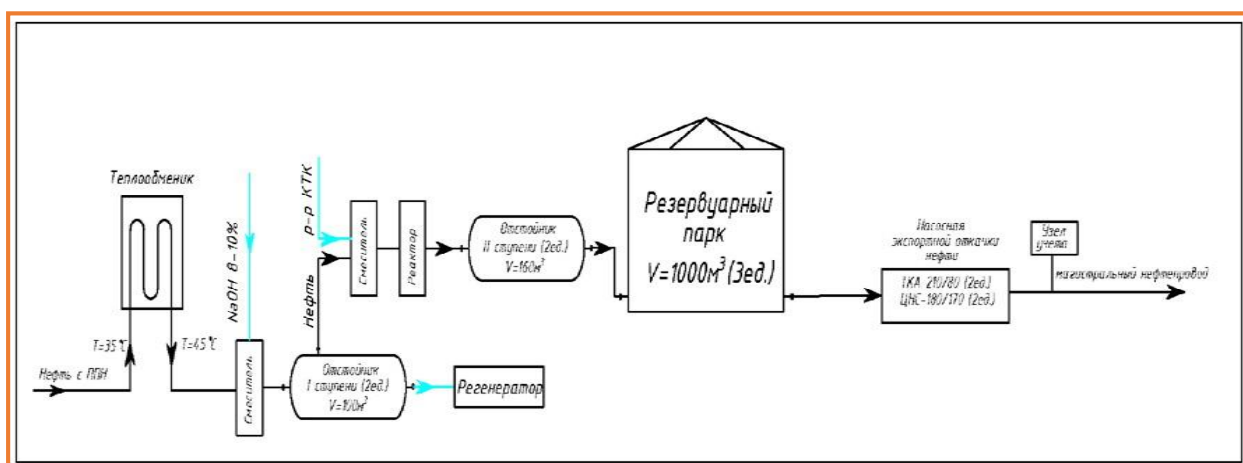


Рисунок 1-4

Принципиальная схема технологического процесса подготовки нефти на УДН

Дегазированная неочищенная нефть с температурой до 35°C прокачивается через трубное пространство теплообменника на УДН, где производится подогрев нефти до 40-45°C. После теплообменника нефть поступает на первую ступень очистки на вход смесителя, где подается 8-10 % раствор щелочи NaOH. В смесителе осуществляется первая ступень очистки нефти – экстракционная очистка. Присутствующие в нефти сероводород, метилмеркаптан, частично этилмеркаптан переходят в щелочную фазу, в виде сульфида и меркаптидов натрия. Эти реакции являются одной из причин отработки (снижения концентрации) щелочного раствора, поэтому щелочной раствор необходимо подпитывать (подкреплять свежим раствором). Смесь нефти и раствора щелочи поступает после смесителя в разделитель нефти и раствора щелочи, в котором во время отстоя происходит разделение раствора щелочи от нефти, при этом происходит очистка нефти от сероводорода, других сернистых и кислых примесей. Насыщенный сульфидами и меркаптидами натрия раствор щелочи и сульфидов из сепаратора поступает на прием насосов и далее направляется в регенератор. Подпитка раствора каустика в систему производится из емкости.

Очищенная от сероводорода нефть сверху разделителя поступает на вторую ступень очистки на вход второго смесителя, куда подается 10 % раствор NaOH. Перед смесителем подается воздух от компрессоров. Смесь нефти и раствора после смесителя поступает в реактор, где происходит доокисление этилмеркаптана и окисление высокомолекулярных меркаптанов до дисульфидов, растворимые в нефти, а вода разбавляет циркулирующий раствор щелочи и катализатора. Далее нефть и раствор поступают в отстойник, где происходит отделение раствора от нефти. Нефть с отстойника поступает по трубопроводу в резервуарный парк.

Резервуарный парк, состоящий из 3 резервуаров РВС-1000, 2 резервуаров РВС- 5000 и 2 резервуаров РВС-10000 предназначен для приема, хранения и откачки подготовленной нефти.

Резервуары для хранения нефти имеют общую газоуравнительную систему для пропуска паров нефтепродукта из резервуара, что позволяет сократить потери конденсата при перекачке. Газ из резервуаров поступает по факельному коллектору низкого давления на факел низкого давления.

Товарная нефть из резервуаров Т-101, 102, 201, 202 поступает на прием подпорных центробежных насосов, откуда по напорному трубопроводу через сетчатые жидкостные фильтры, поступает на прием экспортных насосов, которыми нефть подается в экспортный нефтепровод «Жанажол-Кенкияк» для сдачи ее потребителю.

Товарная нефть из остальных резервуаров Т-21001А, 21001В поступает на всас подпорных насосов, откуда по напорному трубопроводу направляется на всас экспортных

насосов ППН. Резервуар Т-103 в технологическом процессе предназначен для сбора некондиционной нефти.

Принципиальная схема технологического процесса подготовки нефти на ЦПНиГ м/р Алибекмола.

Производительность ЦПНиГ месторождения Алибекмола по нефти составляет

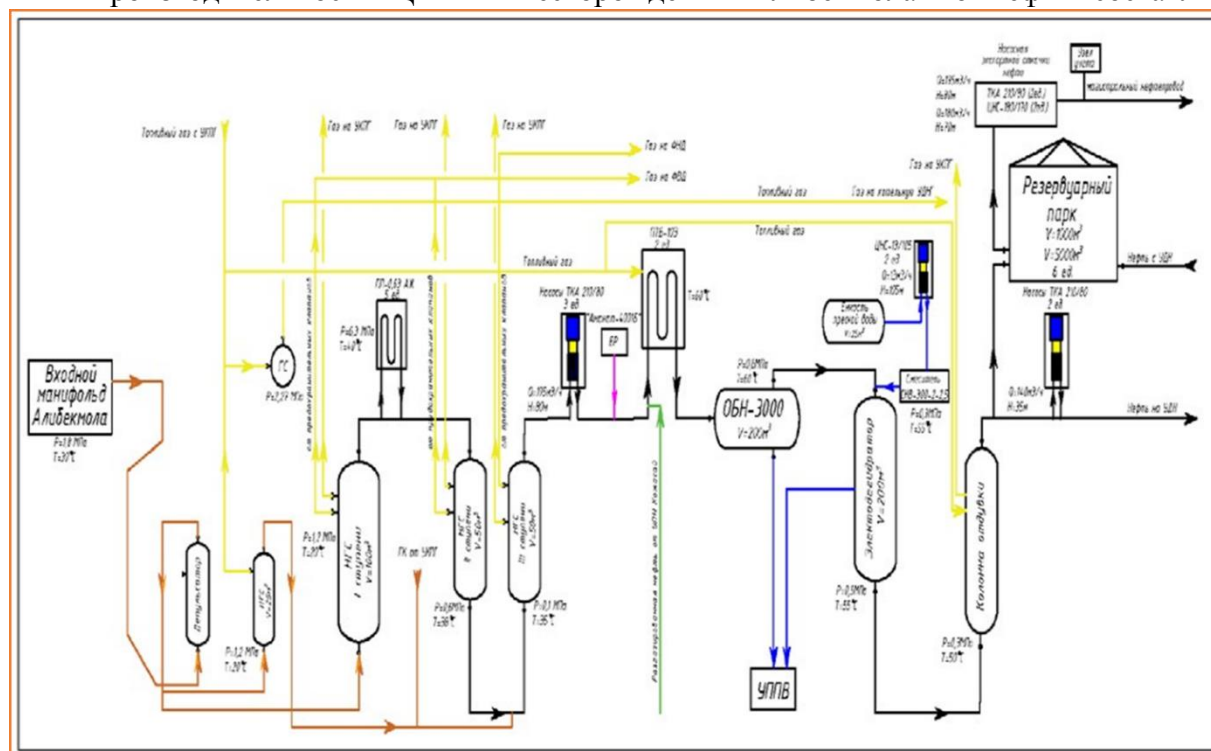


Рисунок 1-5

Принципиальная схема технологического процесса подготовки нефти на ЦПНиГ на м/р Алибекмола

2000,0 тыс тонн\год. В рамках данного проектного документа максимальная добыча жидкости ожидается в 2038 году в объеме 656,7701 тыс. тонн\год. Производительность ЦПНиГ позволяет достичь прогнозных показателей по жидкости с большим запасом

Выводы:

1. Требования и рекомендации, предусмотренные действующим проектным документом разработки касательно системы сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении Алибекмола выполняются.

2. Существующее оборудование системы сбора и подготовки скважинной продукции месторождения Алибекмола по технологическим возможностям и пропускным способностям способно обеспечить достижение прогнозных технологических показателей разработки, принятых в настоящем отчете.

1.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Выполнение мероприятий по утилизации газа

Утилизация газа на месторождении Алибекмола осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Казахойл Актобе» на период с 19.10.2023 по 31.12.2024 гг. (Протокол №13-1-0/5467-вн от 21.09.2023г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2024-31.12.2024гг. составляет 96,4925 млн. м³, в том числе по категории V₆ – 1,6074 млн.м³, по категории V₇ – 5,4893 млн.м³, по категории V₈ – 10,4505 млн.м³ (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ04VPC00021042 от 22.09.2023).

В настоящее время утилизация и переработка газа месторождения Алибекмола и осуществляются на существующих объектах газового комплекса ТОО «Казахойл Актобе» и избыток попутного газа передается с декабря 2018 г. в АО «КазТрансГаз» (ныне НК «QazaqGas») для дальнейшей переработки на УКПГ «Алибекмола» ТОО «Gas Processing Company». Схема подачи попутного газа месторождений отдельных недропользователей Актюбинской области, в т.ч. ТОО «Казахойл Актобе» изображена на рис. 1.6.

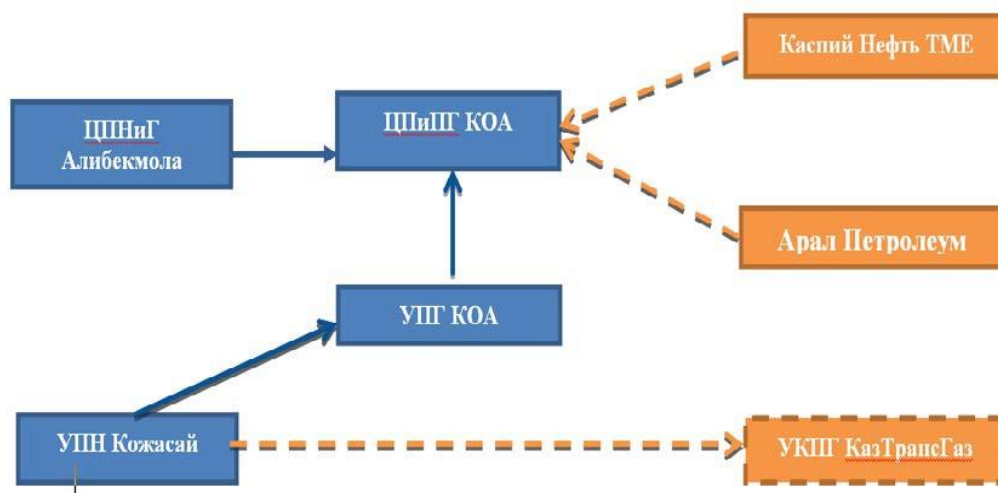


Рисунок 1-6

Схема подачи попутного газа месторождений отдельных недропользователей Актюбинской области

В целях обеспечения экологической безопасности, минимизации объема сжигания углеводородного газа и рационального и комплексного использования попутного газа включая его переработку, ТОО «Казахойл Актобе» эксплуатирует газовый комплекс, включающий:

- «УПГ Алибекмола» - установка подготовки газа производительностью 247 млн м³/год - осушка газа с дальнейшей транспортировкой на «УКПГ Алибекмола»;
- «ЦПиПГ Алибекмола» - цех подготовки и переработки газа производительностью 484 млн м³/год и газопроводы от УПГ Алибекмола до ЦПиПГ Алибекмола протяженностью 61,121 км и от ЦПиПГ Алибекмола с подключением в магистральный газопровод протяженностью 8,0 км.

Учитывая наличие сероводорода в добываемом газе месторождений Алибекмола и Алибекмола, предусмотрена единая производственная мощность по подготовке газа в соответствии с ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения» – цех подготовки и переработки газа (ЦПиПГ) на месторождении Алибекмола.

Попутный газ в ЦПиПГ проходит комплексную подготовку, включающую аминовую и щелочную очистку, низкотемпературную конденсацию, компримирование товарного газа, фракционирование ШФЛУ, дегтанизацию и дебутанизацию, производства серы (Клаус-процесс).

На вход ЦПиПГ попутный газ поступает с м. Алибекмола тремя потоками от сепараторов нефти I, II и III ступеней, без предварительной подготовки, с практически 100% относительной влажностью и попутный газ месторождения Алибекмола, который, учитывая удаленность месторождения (80 км), перед подачей в промысловый газопровод «Алибекмола -ЦПиПГ Алибекмола» (~0,8 МПа; ~12 °С) проходит предварительную подготовку (осушку от влаги).

Перечень выпускаемой продукции «ЦПиПГ Алибекмола»:

1. Сухой отбензиненный газ (СОГ) по СТ РК 1666-2007 - Подготовленный на ЦПиПГ товарный газ транспортируется по газопроводу до магистрального газопровода

«Жанажол – КС-13».

2. Смесь пропан - бутановая техническая (СПБТ) по СТ РК 1663-2007 - Рынки сбыта – внутренний и внешний рынок.

3. Конденсат газовый стабильный (КГС) по СТ РК 2188-2012 - Конденсат стабильный газовый – добавляется для реализации в товарную нефть.

4. Сера техническая гранулированная по ГОСТ-127.1-93. Предполагаемые рынки сбыта – внутренний и внешний рынок. Сера гранулированная пакетируется в мешки 50 кг и 1 тонн. биг-бэги.

Установка комплексной подготовки газа обеспечивает переработку попутного нефтяного газа и позволяет получать товарный газ, пропан-бутановую смесь, газовый конденсат, гранулированную серу.

Баланс добычи и распределения сырого газа приведен в таблице 1.11-1.15.

Таблица 1-8- Прогнозный баланс добычи и распределения газа Алибекмола на 2024-2034 гг по 1 варианту

№ пп	Месторождение, объект	Общее кол-во	Кол-во в работе	Расход газа, м3/час	Кол-во часов	Кол-во часов	Эксплуатация (кол-во дней за отчетн период)	Годы										
					в работе в сутки	в год		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча газа, млн.м³							181,034	187,984	229,059	318,418	364,501	369,447	354,757	334,816	323,402	303,678	282,057
2	Сжигание газа, млн.м³							15,3550	16,7794	17,5968	20,6882	22,3138	20,9065	20,3302	19,6379	19,1810	19,3132	18,0119
3	Газ на переработку в УКПГ вместе с циркуляционным газом в системе на отдувку нефти колонны К-101, млн.м³							165,679	171,205	211,462	297,730	342,187	348,540	334,427	315,178	304,221	284,364	264,045
3.1	На собственные нужды месторождения, млн. м³							33,660	33,600	32,739	32,739	32,790	32,739	32,739	32,739	32,790	32,739	32,739
3.1.1	Газ на ППН (Газ на ПТБ-10), млн м3			500	24		357/358	0,000	0,000	4,284	4,284	4,296	4,284	4,284	4,284	4,296	4,284	4,284
3.1.2	Газ на котельную УДН, млн м3			93	24		182/183	2,196	2,184	0,406	0,406	0,408	0,406	0,406	0,406	0,408	0,406	0,406
3.1.3	Газ на Пож. депо, млн м3			4,1204 (среднее за год)	24		182/183,	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
3.1.4	Газ на котельную пл. № 22, млн м3			4,3	24		182/183	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
3.1.5	Т.Г. на котельные ж/к Мунайши, млн м3			109,818 (среднее за год)	24		357/358	0,944	0,941	0,941	0,941	0,944	0,941	0,941	0,941	0,944	0,941	0,941
3.1.6	Газ на систему горячего масла Блок амин. Оч. Печь масляный модель HSI-10010-50-G, млн м3	1	1	660	24		357/358	5,671	5,655	5,655	5,655	5,671	5,655	5,655	5,655	5,671	5,655	5,655
3.1.7	Газ на систему горячего масла, блок дес. Печь масляный модель HSI-10010-50-G, млн м3	2	1	350	24		357/358	5,671	5,655	2,999	2,999	3,007	2,999	2,999	2,999	3,007	2,999	2,999
3.1.8	Компрессора сырьевые на входе модель G3606, млн м3	4	4	960	24	32752	357/358	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3.1.9	Компрессора товарного газа модель G3516, млн м3	2	1	280	24	16976	357/358	15,721	15,721	15,721	15,721	15,721	15,721	15,721	15,721	15,721	15,721	15,721
3.1.10	Газ на котельную УКПГ, Водогрейный котел модель ЭНТРОРОС 100, млн м3	1	1	225	24		182/183	1,230	1,223	0,983	0,983	0,988	0,983	0,983	0,983	0,988	0,983	0,983
3.1.11	Газ на Инсинератор модель ZEESCO, INC TAG M-1901, млн м3	1	1	30	24		357/358	1,933	1,928	0,257	0,257	0,258	0,257	0,257	0,257	0,258	0,257	0,257
3.1.12	Газ на котельную УРС, паровой котел марки HDR 550, млн м3	2	1/2 (при необходимости в зимний период)	170	24		357/358	0,258	0,257	1,457	1,457	1,461	1,457	1,457	1,457	1,461	1,457	1,457
3.2	На отдувку колонны К-101, млн м³			1200	24		357/358	10,310	10,282	10,282	10,282	10,310	10,282	10,282	10,282	10,310	10,282	10,282
3.3	Товарный газ в МГ, млн м³							72,414	75,194	91,624	127,367	145,800	147,779	141,903	133,926	129,361	121,471	112,823

3.4	Технические собственные нужды, производство СПБТ, СГК и серы, млн. м³							55,615	58,441	82,268	132,792	158,736	163,191	154,954	143,681	137,210	125,323	113,652
3.5	тех.потери газа, млн м³							0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336

Таблица 1-9- Прогнозный баланс добычи и распределения газа Алибекмола на 2024-2034 гг по 2 варианту

№ пп	Месторождение, объект	Общ ее кол- во	Кол-во в работе	Расход газа. м3/час	Кол- во часов	Кол- во часов	Эксплуатация (кол-во дней за отчетн период)	Годы										
					в работе в сутки	в год		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча газа, млн.м³							181,034	187,984	219,005	302,231	342,002	348,522	335,296	317,847	306,568	288,426	268,240
2	Сжигание газа, млн.м³							15,3550	16,7794	17,6523	20,6882	22,3138	20,9065	20,3302	19,6379	19,1810	18,5620	18,0119
3	Газ на переработку в УКПГ вместе с циркуляционным газом в системе на отдувку нефти колонны К-101, млн.м³							165,679	171,205	201,353	281,543	319,689	327,616	314,966	298,209	287,387	269,864	250,228
3.1	На собственные нужды месторождения, млн. м³							27,307	27,255	27,255	27,255	27,307	27,255	27,255	27,255	27,307	27,255	27,255
3.1.1	Газ на ППН (Газ на ПТБ-10), млн м3			500	24		357/358	4,296	4,284	4,284	4,284	4,296	4,284	4,284	4,284	4,296	4,284	4,284
3.1.2	Газ на котельную УДН, млн м3			93	24		182/183	0,408	0,406	0,406	0,406	0,408	0,406	0,406	0,406	0,408	0,406	0,406
3.1.3	Газ на Пож. депо, млн м3			4,1204 (среднее за год)	24		182/183,	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
3.1.4	Газ на котельную пл. № 22, млн м3			4,3	24		182/183	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
3.1.5	Т.Г. на котельные ж/к Мунайши, млн м3			109,818 (среднее за год)	24		357/358	0,944	0,941	0,941	0,941	0,944	0,941	0,941	0,941	0,944	0,941	0,941
3.1.6	Газ на систему горячего масла Блок амин. Оч. Печь масляный модель HSI-10010-50-G, млн м3	1	1	660	24		357/358	5,671	5,655	5,655	5,655	5,671	5,655	5,655	5,655	5,671	5,655	5,655
3.1.7	Газ на систему горячего масла, блок дес. Печь масляный модель HSI-10010-50-G, млн м3	2	1	350	24		357/358	3,007	2,999	2,999	2,999	3,007	2,999	2,999	2,999	3,007	2,999	2,999
3.1.8	Компрессора сырьевые на входе модель G3606, млн м3	4	4	960	24	32752	357/358	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860
3.1.9	Компрессора товарного газа модель G3516, млн м3	2	1	280	24	16976	357/358	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377
3.1.10	Газ на котельную УКПГ, Водогрейный котел модель ЭНТРОС 100, млн м3	1	1	225	24		182/183	0,988	0,983	0,983	0,983	0,988	0,983	0,983	0,983	0,988	0,983	0,983
3.1.11	Газ на Инсинератор модель ZEESCO, INC TAG M-1901, млн м3	1	1	30	24		357/358	0,258	0,257	0,257	0,257	0,258	0,257	0,257	0,257	0,258	0,257	0,257
3.1.12	Газ на котельную УРС, паровой котел марки HDR 550, млн м3	2	1/2 (при необхо димо сти в зимний	170	24		357/358	1,461	1,457	1,457	1,457	1,461	1,457	1,457	1,457	1,461	1,457	1,457

			<i>период)</i>															
3.2	На отдувку колонны К-101, млн м³			1200	24		357/358	10,310	10,282	10,282	10,282	10,310	10,282	10,282	10,282	10,310	10,282	10,282
3.3	Товарный газ в МГ, млн м³							72,414	75,194	87,602	120,892	136,801	139,409	134,118	127,139	122,627	115,371	107,296
3.4	Технические собственные нужды, производство СПБТ, SGK и серы, млн. м³							55,615	58,441	76,181	123,080	145,237	150,637	143,277	133,500	127,109	116,923	105,362
3.5	тех.потери газа, млн м³							0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336

Таблица 1-10- Прогнозный баланс добычи и распределения газа Алибекмола на 2024-2034 гг по 3 варианту

№ пп	Месторождение, объект	Общ ее кол- во	Кол-во в работе	Расход газа. м3/час	Кол- во часов	Кол- во часов	Эксплут ация	Годы										
					в работе в сутки	в год	(кол-во дней за отчетн период)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча газа, млн.м³							181,034	187,984	219,005	302,231	342,002	348,522	335,296	317,847	306,568	288,426	268,240
2	Сжигание газа, млн.м³							15,3550	16,7794	17,4319	20,3334	21,8220	20,4479	19,9037	19,2659	18,8131	18,2233	17,7097
3	Газ на переработку в УКПГ вместе с циркуляционным газом в системе на отдувку нефти колонны К-101, млн.м³							165,679	171,205	201,573	281,898	320,180	328,074	315,392	298,581	287,755	270,203	250,531
3.1	На собственные нужды месторождения, млн. м³							27,307	27,255	27,255	27,255	27,307	27,255	27,255	27,255	27,307	27,255	27,255
3.1.1	Газ на ППН (Газ на ПТБ-10), млн м3			500	24		357/358	4,296	4,284	4,284	4,284	4,296	4,284	4,284	4,284	4,296	4,284	4,284
3.1.2	Газ на котельную УДН, млн м3			93	24		182/183	0,408	0,406	0,406	0,406	0,408	0,406	0,406	0,406	0,408	0,406	0,406
3.1.3	Газ на Пож. депо, млн м3			4,1204 (среднее за год)	24		182/183,	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
3.1.4	Газ на котельную пл. № 22, млн м3			4,3	24		182/183	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
3.1.5	Т.Г. на котельные ж/к Мунайши, млн м3			109,818 (среднее за год)	24		357/358	0,944	0,941	0,941	0,941	0,944	0,941	0,941	0,941	0,944	0,941	0,941
3.1.6	Газ на систему горячего масла Блок амин. Оч. Печь масляный модель HSI-10010-50-G, млн м3	1	1	660	24		357/358	5,671	5,655	5,655	5,655	5,671	5,655	5,655	5,655	5,671	5,655	5,655
3.1.7	Газ на систему горячего масла, блок дес. Печь масляный модель HSI-10010-50-G, млн м3	2	1	350	24		357/358	3,007	2,999	2,999	2,999	3,007	2,999	2,999	2,999	3,007	2,999	2,999
3.1.8	Компрессора сырьевые на входе модель G3606, млн м3	4	4	960	24	32752	357/358	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860	7,860
3.1.9	Компрессора товарного газа модель G3516, млн м3	2	1	280	24	16976	357/358	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377
3.1.10	Газ на котельную УКПГ, Водогрейный котел модель ЭНТРОС 100, млн м3	1	1	225	24		182/183	0,988	0,983	0,983	0,983	0,988	0,983	0,983	0,983	0,988	0,983	0,983

3.1.11	Газ на Инсинератор модель ZEECO,INC TAG M-1901, млн м3	1	1	30	24		357/358	0,258	0,257	0,257	0,257	0,258	0,257	0,257	0,257	0,258	0,257	0,257
3.1.12	Газ на котельную УРС, паровой котел марки HDR 550, млн м3	2	1/2 (при необходимости в зимний период)	170	24		357/358	1,461	1,457	1,457	1,457	1,461	1,457	1,457	1,457	1,461	1,457	1,457
3.2	На отдувку колонны К-101, млн м ³			1200	24		357/358	10,310	10,282	10,282	10,282	10,310	10,282	10,282	10,282	10,310	10,282	10,282
3.3	Товарный газ в МГ, млн м ³							72,414	75,194	87,602	120,892	136,801	139,409	134,118	127,139	122,627	115,371	107,296
3.4	Технические собственные нужды, производство СПБТ, SGK и серы, млн. м ³							55,615	58,441	76,401	123,435	145,729	151,095	143,704	133,872	127,477	117,262	105,664
3.5	тех.потери газа, млн м ³							0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 40⁰С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 40⁰С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15⁰С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 24⁰С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже минус 25 и ветре более 6м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 40⁰С.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Караулкелды.

Таблица 2-1- Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	12,7 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	32,4 градуса тепла
Среднегодовая температура воздуха	9,6 ⁰ С
Среднегодовая скорость ветра за год	3,9 м/с
Количество выпавших осадков	316,4 мм

Таблица 2-2 - Среднемесячная температура воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-9,2	-8,4	5,2	12,6	19,2	23,6	26,1	24,2	16,3	8,3	3,6	-5,2

Таблица 2-3 – Средняя месячная скорость ветра, м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
3,1	4,2	4,1	4,0	4,2	3,7	3,1	3,5	2,2	4,1	5,0	5,0

Таблица 2-4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	9	15	18	9	11	15	13	61

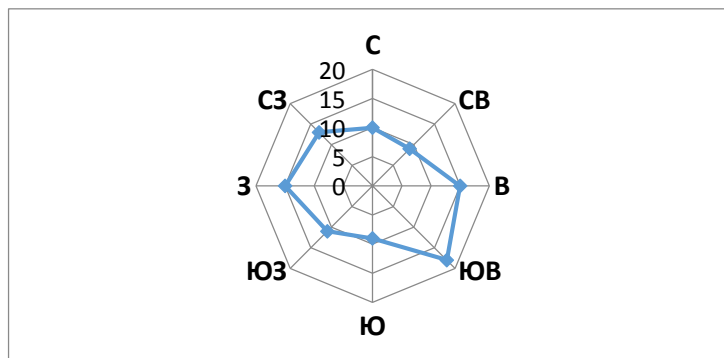


Рис. 2.1 - Роза ветров

2.1 Современное состояние атмосферного воздуха

При проведении фоновых исследований на структуре современного состояния всех составляющих окружающей среды оценивалось на основе результатов полевых исследований проведенных в 2023г.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Целью мониторинга атмосферного воздуха являлось получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, на границе СЗЗ.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за I-IV кварталы 2023г. представлены в таблице 2.5.

Таблица 2-5- Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2023г

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/м³				Норма ПДК м.р., мг/м³	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал			
		Месторождение Алибекмола граница СЗЗ						
Северная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Северо-восточная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Восточная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Юго-восточная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Южная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ "ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛИБЕКМОЛА"

	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Юго-западная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Западная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-
Северо-западная сторона	Азота диоксид	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	-
	Углерод	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,15	не превышает	-
	Сера диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5	не превышает	-
	Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008	не превышает	-
	Углерода оксид	<1,5	<1,5	<1,5	<1,5	5,0	не превышает	-
	Углеводороды	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	1,0	не превышает	-
	Меркаптаны	н/о	н/о	н/о	н/о	0,00005	--	-

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Алибекмола, показал, что за 2023г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

2.2 Поверхностные и подземные воды

В рамках ПЭК отобрана проба из наблюдательных скважин №М1, №М2, №М3 и скважины №М4.

В отобранных пробах проанализировано содержание следующих показателей качества воды: рН, нефтепродуктов, фенолов, сульфатов, общая жесткость, ионов, нитритов, нитратов. Мониторинг поверхностной воды предусматривал отбор проб с реки Эмбы.

Таблица 2-6- Результаты подземных вод

№	Наименование показателей	ПДК, мг/дм³	Скв №М1	Скв №М2	Скв №М3	Скв М4
I квартал 2023г						
1.	рН	Не норм.	7,92	7,88	7,75	7,88
2.	Нефтепродукты суммарно, мг/л	Не норм.	0,036	0,032	0,045	0,040
3.	Фенолы, мг/л	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
4.	Сульфаты, мг/л	Не норм.	166,0	174,5	185,0	196,0
5.	Жесткость общая, мг-экв/л	Не норм.	6,5	6,0	6,4	6,2
6.	Ион аммония, мг/л	Не норм.	0,42	0,40	0,60	0,45
7.	Нитриты, мг/л	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033	<0,0033
8.	Нитраты, мг/л	Не норм.	6,16	5,68	4,30	5,45
II квартал 2023г						
1.	рН	Не норм.	7,8	7,9	6,9	7,6
2.	Нефтепродукты суммарно, мг/л	Не норм.	0,041	0,034	0,037	0,036
3.	Фенолы, мг/л	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
4.	Сульфаты, мг/л	Не норм.	152,5	166,7	177,2	183,5
5.	Жесткость общая, мг-экв/л	Не норм.	8,2	7,0	5,7	7,7
6.	Ион аммония, мг/л	Не норм.	0,52	0,37	0,52	0,34
7.	Нитриты, мг/л	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033	<0,0033
8.	Нитраты, мг/л	Не норм.	5,22	5,41	5,12	5,33
III квартал 2023г						
1.	рН	Не норм.	7,7	7,5	7,2	7,7
2.	Нефтепродукты суммарно, мг/л	Не норм.	0,038	0,035	0,041	0,040
3.	Фенолы, мг/л	Не норм.	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
4.	Сульфаты, мг/л	Не норм.	157,4	161,8	169,5	172,9
5.	Жесткость общая, мг-экв/л	Не норм.	8,0	7,4	6,0	7,6
6.	Ион аммония, мг/л	Не норм.	0,58	0,32	0,49	0,36
7.	Нитриты, мг/л	Не норм.	<0,0033	<0,0033	<0,0033	<0,0033
8.	Нитраты, мг/л	Не норм.	5,14	5,36	5,34	5,28

Вывод: По результатам анализов проб воды отобранных с наблюдательных скважин не превышали значения предельно допустимых концентраций.

Таблица 2-7 - Результаты поверхностных вод

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация	Норма предельно допустимых концентраций	Наличие превышения	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологическ
-------------------	-----------------------------------	--------------------------	---	--------------------	---

					ой обстановки
I квартал 2023г					
река Эмба восточная граница Точка 1	рН	7,62	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	135,0	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,70	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	5,39	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	103,5	350,0	Не превышает	-
река Эмба западная граница Точка 2	рН	7,75	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	135,0	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,68	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	5,30	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	96,5	350,0	Не превышает	-
II квартал 2023г					
река Эмба восточная граница Точка 1	рН	7,7	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	122,0	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,63	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	4,72	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	134,7	350,0	Не превышает	-
река Эмба западная граница Точка 2	рН	7,8	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	127,0	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,75	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	6,21	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	103,8	350,0	Не превышает	-
III квартал 2023г					
река Эмба восточная граница Точка 1	рН	7,9	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	128,7	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,58	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	4,25	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	147,0	350,0	Не превышает	-
река Эмба западная граница Точка 2	рН	7,7	6-9	Не превышает	-
	Нефтепродукты суммарно, мг/л	н/обн	0,1	Не превышает	-
	Фенолы, мг/л	н/обн	0,001	Не превышает	-
	Сульфаты, мг/л	124,4	500	Не превышает	-
	Ион аммония, мг/л	0,64	2,0	Не превышает	-
	Нитриты, мг/л	<0,0033	3,0	Не превышает	-
	Нитраты, мг/л	5,98	45,0	Не превышает	-
	Хлориды, мг/л	105,0	350,0	Не превышает	-

Вывод: По результатам анализов проб воды не превышали значения предельно допустимых концентрации.

2.3 Почвенный покров

Рассматриваемая территория расположена в подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе ли в сочетании с takyрами и солончаками под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены сочетания разновидностей светло-каштановых различной степени засоленности. Светло каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незаселенные, так засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05мм).

Пойменные луговые светло-каштановые почвы получили ограниченные распространение, встречаются одним контуром по сухому руслу реки Атжаксы. Солонцы светло-каштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светло каштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Формируются в долине реки Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

2.4 Растительный покров

Рассматриваемая территория в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron flagile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A.austriaca*). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S.capillata*), еркеково-тырсиновые (*Stipa sareptana*, *Agropyron flagile*), житняково-тырсиновые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragopogon stepposum*). В весенний период в степных экосистемах развита синузия эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*). Среди редких видов в составе растительных сообществ в районе работ могут присутствовать редкие виды тюльпанов (*Tulipa biebersteiniana*, *T.biflora*, *T.schrenkii*), один из которых – Тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) занесен в Красную книгу Республики Казахстан.

2.5 Животный мир

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразна и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики.

На территории Мугалжарского района встречаются следующие виды диких животных: волк, заяц, лисица, корсак, норка, барсук, кабан и из птиц: утка, гусь, лысуха, куропатка и виды птиц. На территории района протекает река Большая Эмба областного уровня. В весенне-осенний период, т. е. во время перелетов птиц, встречаются лебедь-кликун, серый журавль, краснозобая казарка. Поэтому при концентрации и гнездовании следует учитывать недопустимость факта тревожности. Кроме того, в летний период может встречаться популяция сайгаков плато Устюрт, охота на которых запрещена в Республике Казахстан.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- 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 некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время.
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных 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 ходе проведения производственных работ должны выполняться и соблюдаться требования статьи 17 Закона Республики Казахстан от 09 июля 2004 года № 593 «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира».

3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ

3.1 Социально-экономические условия района

Район исследования находится на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Областной центр г. Актобе находится на расстоянии 215 км. на северо-восток. Административным центром Мугалжарского района является г. Кандыгаш. Территориальное размещение населенных пунктов не равномерное, в основном они расположены вдоль железной дороги (Алматы-Москва, Атырау-Орск), автомобильных дорог. На территориях районов находятся железнодорожные станции Эмба, Кандыгаш, Шубаркудук, где расположены предприятия, обслуживающие работу железной дороги по территории района.

Обязательным при разработке РООС является рассмотрение социально-демографических показателей, санитарно-гигиенических условий проживания населения в регионе проведения работ.

Актюбинская область обладает уникальной минерально-сырьевой базой. Полезные ископаемые – это основной потенциал области, обеспечивающий бюджет стабильными доходами, а также важными деловыми партнерскими отношениями со странами СНГ и Дальнего Зарубежья. Актюбинская область относится к основным нефтедобывающим регионам Республики Казахстан и имеет довольно высокий промышленный потенциал. В выпуске товарной продукции доля промышленности в области выше, чем в целом по стране. На территории района находятся богатые нефтью и газом месторождения Жанажол, Кенкияк и Алибекмола и другие, что способствует развитию горнодобывающей промышленности.

Численность и миграция населения

Численность населения определяется при переписи. В период между переписями данные о численности и возрастно-половом составе населения получают расчетным путем, опираясь на данные переписи и текущего учета движения населения.

Численность населения Актюбинской области на 1 марта 2024 года составила **940,9** тыс. человек, в том числе **705,4** тыс. человек (**75%**) – городских жителей и **235,5** тыс. человек (**25%**) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-феврале 2024 года составил **2045** человек (в соответствующем периоде предыдущего года – **2123** человека).

За январь-февраль 2024 года число родившихся составило **3038** человек (на **0,7%** меньше, чем в январе-феврале 2023 года), число умерших составило **993** человека (на **5,9%** больше, чем в январе-феврале 2023 года).

Сальдо миграции отрицательное и составило **-565** человек (в январе-феврале 2023 года – **-62** человека), в том числе во внешней миграции положительное сальдо **64** человека (**154**), во внутренней – **-629** человек (**-216**).

Численность населения Байганинского района на 1 января 2023 года составляет **22812** человек, число родившихся **531** человек.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-марте 2024 года составил **626034,5** млн. тенге в действующих ценах, что на **13,4%** больше, чем в январе-марте 2023 года.

В горнодобывающей промышленности объемы производства снизились на **0,3%**, в обрабатывающей промышленности выросли - на **27,1%**, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечен рост на **31,8%**, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - на **33,5%**.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-марте 2024 года составил **60665,4** млн. тенге, или **100,1%** к январю-марту 2023 года.

Объем грузооборота в январе-марте 2024 года составил **10311,9** млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или **92,3%** к январю-марту 2023 года.

Объем пассажирооборота – **792,6** млн. пкм, или **94,3%** к январю-марту 2023 года.

Объем строительных работ (услуг) составил **38190,1** млн. тенге, или **126,6%** к январю-марту 2023 года.

В январе-марте 2024 года общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на **0,8%** и составила **195** тыс. кв. м, из них в многоквартирных домах – на **26,9%** (**100,5** тыс. кв. м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась – на **20,4%** (**90,5** тыс. кв. м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2024 года составил **130667** млн. тенге, или **89,5%** к январю-марту 2023 года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 апреля 2024 года составило **19652** единицы и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на **0,1%**, в том числе **19263** единицы с численностью работников менее **100** человек. Количество действующих юридических лиц составило **14928** единиц, среди которых **14540** единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило **16791** единицу и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на **0,1%**.

Экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2023 года составил в текущих ценах **3157112,7** млн. тенге. По сравнению с январем-сентябрем 2022 года реальный ВРП уменьшился на **0,8%**. В структуре ВРП доля производства товаров составила **48%**, услуг – **52%**.

Индекс потребительских цен в марте 2024 года по сравнению с декабрем 2023 года составил **103,4%**.

Цены на продовольственные товары выросли на **2,3%**, непродовольственные товары – на **1,5%**, платные услуги для населения – на **6,8%**.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в марте 2024 года по сравнению с декабрем 2023 года снизились на **2,1%**.

Объем розничной торговли в январе-марте 2024 года составил **166100,7** млн. тенге, или на **104,4%** больше соответствующего периода 2023 года.

Объем оптовой торговли в январе-марте 2024 года составил **287901,1** млн. тенге, или **126,8%** к соответствующему периоду 2023 года.

По предварительным данным в январе-феврале 2024 года взаимная торговля со странами ЕАЭС составила **251,1** млн. долларов США и по сравнению с январем-февралем 2023 года увеличилась на **28,3%**, в том числе экспорт – **88,2** млн. долларов США (на **14,3%** больше), импорт – **162,9** млн. долларов США (на **37,3%** больше).

Труд и доходы

Численность безработных в IV квартале 2023 года составила **21,4** тыс. человек.

Уровень безработицы составил **4,7%** к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 апреля 2024 года составила **17110** человек, или **3,7%** к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в IV квартале 2023 года составила **361064** тенге, прирост к IV кварталу 2022 года составил **19,2%**.

Индекс реальной заработной платы в IV квартале 2023 года составил **108,3%**.

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой проект отчет к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола».

В настоящем проекте были рассчитаны 3 варианта разработки для каждого объекта, отличающиеся между собой количеством скважин, датой ввода их в эксплуатацию, расстоянием между скважинами, разработкой на естественном режиме и с применением системы ППД.

Первый вариант разработки

Первый вариант – базируется на утвержденном варианте разработки и предполагает дальнейшее разбуривание залежи, путем ввода из бурения 43 добывающих скважин в период 2025-2039гг, из которых 40 вертикальных и 3 горизонтальные, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 8 добывающих скважин, проведение ГТМ по идентификации добычи нефти в том числе 9 СКО, 2 ГРП. С целью ввода возвратных объектов КТ-I и МКТ в разработку предусмотрен ПВЛГ 17 добывающих скважин в 2031 и 2040гг, а также реализация системы ППД на возвратном объекте КТ-I, путем перевода под нагнетание 10 скважин. Учитывая развитую сеть трещин Южного и Северного сводов в действующем проектом документе, предусматривалась реализация рядной системы разработки, которая позволяет снизить риски прорыва закачиваемых вод. В неразбуренной части Северного свода предусмотрена обращенная пятиточечная система заводнения.

Второй вариант разработки (рекомендуемый)

Согласно 2 варианту, оптимизирована программа бурения, количество скважин которой соответствует «ПР-2021г». С учетом фактической ситуации, анализа текущего состояния разработки и выработанности запасов, пересмотрен порядок ввода скважин, предполагающий ввод в эксплуатацию в первую очередь скважины расположенные в пределах сосредоточения наибольших остаточных запасов, максимальных нефтенасыщенных толщин и зон с низким уровнем обводненности. Таким образом, в рамках 2 варианта, предполагается ввод из бурения 39 скважин, из которых 37 вертикальных и 2 горизонтальные, проведение ГТМ аналогично адресной программе 1 варианта, а также реализация рядной системы заводнения на Южном склоне, путем перевода под нагнетание 8 скважин. Ввод возвратных объектов в разработку также как и в 1 варианте предусмотрен в 2031-2040гг, путем перевода 17 скважин на возвратные объекты КТ-I и МКТ.

Третий вариант разработки

В рамках 3 варианта разработки предусмотрено сокращение объемов бурения с целью уменьшения капитальных затрат и повышения рентабельности. Таким образом бурение включает 25 добывающих скважин, с учетом порядка ввода скважин в принятого в рамках 2 варианта, а также проведение ГТМ аналогично 2 варианту разработки. Порядок ввода возвратных объектов в разработку аналогичен рассмотренному в рамках 2 варианта.

Конструкция скважины

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового и цементного растворов должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается бурение 32 вертикальных эксплуатационных скважин однотипной конструкции и 2 горизонтальных скважины.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах

строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

1. **Направление Ø 660,4мм** забивается на глубину 40м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. **Кондуктор Ø 339,7мм** спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

3. **Техническая колонна Ø 244,5мм** спускается на глубину 2000м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпавшимися породами.

4. **Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм** спускается на проектную глубину 3600м (по вертикали) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.

Проектная конструкция вертикальных скважин (табл.4.1)

Таблица 4-1 – Проектная конструкция вертикальных скважин

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	660,4	508	40	до	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	650	до	ПЦТ-I-Г-СС-
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2000	до	ПЦТ-I-Г-СС-
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3600	до	ПЦТ-I-Г-СС-

Для строительства горизонтального ствола скважины №ГС-1 предусматривается следующая конструкция:

1. **Направление Ø 508мм** забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. **Кондуктор Ø 339,7мм** спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

3. **Техническая колонна Ø 244,5мм** спускается на глубину 2000м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпавшимися породами.

4. **Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм** спускается на проектную глубину 2909м/2984,13м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.

5. **Хвостовик Ø 114,3мм** спускается на глубину в интервале 2862,84/2884м-3047/3544,39м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.

В таблице 4.2 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины Г-1 с учетом геологического разреза.

Таблица 4-2 – Проектная конструкция горизонтальной скважины Г-1

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	650	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2000	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	2984,13	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
5	Хвостовик	152,4	114,3	2884/3544,39	Не цементируется	-

Для строительства горизонтального ствола скважины №ГС-2 предусматривается следующая конструкция:

1. **Направление Ø 508мм** забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
2. **Кондуктор Ø 339,7мм** спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
3. **Техническая колонна Ø 244,5мм** спускается на глубину 2000м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпавшимися породами.
4. **Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм** спускается на проектную глубину 3216/3306,24м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.
5. **Хвостовик Ø 114,3мм** спускается на глубину в интервале 3175,69/3206м-3317/3813,29м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.

В таблице 4.3 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины Г-2 с учетом геологического разреза.

Таблица 4-3 – Проектная конструкция горизонтальной скважины Г-2

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	650	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2000	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3306,24	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1

5	Хвостовик	152,4	114,3	3206/3813,29	Не цементируется	-
---	-----------	-------	-------	--------------	------------------	---

Выбор буровой установки

Буровую установку следует выбирать в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения.

В соответствии с фактическими конструкциями и достигнутыми технико-экономическими показателями, бурение скважин на месторождении рекомендуется вести буровой установкой с грузоподъемностью не менее 450 т, мощностью 1200 кВт. Рекомендуется применение модульных буровых установок с повышенной монтажеспособностью и высокой транспортабельностью. Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 3600 (± 100) м и до 4000 м для горизонтальных скважин. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении более полно отвечает буровая установка ZJ-50 для вертикальных скважин, и ZJ-70 для горизонтальных скважин, или аналоги. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Цикл строительства наклонно-направленных газовых скважин в зависимости от их глубины по стволу составляет:

Таблица 4-4 - Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3600 м.

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	2	3
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	94,7
3	Освоение объектов в колонне	42,1
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	157,8

Таблица 4-5 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины Г-1 с проектной глубиной 3544,39 м.

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	2	3
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	93,24
3	Освоение объектов в колонне	53,5
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	167,74

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.

Таблица 4-6 - Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины Г-2 с проектной глубиной 3813,29м.

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	2	3
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	100,34
3	Освоение объектов в колонне	60,8
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	182,14

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.

Далее рассматриваются предварительные стационарные источники воздействия на атмосферный воздух по всем 3 вариантам разработки при реализации данного проекта.

При строительстве вертикальных скважин

Перед строительством новых скважин будут проводиться планировочные работы. Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха **при строительно-монтажных работах** на месторождении Алибекмола являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001 выбросы пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002 выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера;
- Источник №6003 выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора;
- Источник №6004 выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками.

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при бурении новых скважин** являются:

Организованные источники:

- Источник №0001 буровая установка ZJ-50;
- Источник №0002 цементирующая установка;
- Источник №0003 дизельная электростанция вахтового поселка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005 емкость для топлива;
- Источник №6006 сварочный пост.

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при освоении скважин** являются:

Организованные источники:

- Источник №0004 буровая установка ZJ-50;
- Источник №0005 факельная установка;
- Источник №0006 резервуары.

Неорганизованные источники:

- Источник №6007 скважина;
- Источник №6008 насос для перекачки нефти;
- Источник №6009 нефтегазосепаратор.

В целом по территории промплощадки выявлено:

при СМР – 4 неорганизованных источников загрязнения;

при бурении скважин – 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 3, неорганизованных – 2;

при освоении скважин - 6 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных – 3.

При строительстве горизонтальных скважин

Перед строительством новых скважин будут проводиться планировочные работы. Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха **при строительно-монтажных работах** на месторождении Алибекмола являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001 выбросы пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002 выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера;
- Источник №6003 выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора;
- Источник №6004 выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками.

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при бурении новых скважин* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001 буровая установка ZJ-70;
- Источник №0002 цементирувочный агрегат;
- Источник №0003 дизельная электростанция вахтового поселка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005 емкость для топлива;
- Источник №6006 сварочный пост.

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при освоении скважин* являются:

Организованные источники:

- Источник №0004 буровая установка ZJ-50;
- Источник №0005 факельная установка;
- Источник №0006 резервуары.

Неорганизованные источники:

- Источник №6007 скважина;
- Источник №6008 насос для перекачки нефти;
- Источник №6009 нефтегазосепаратор.

В целом по территории промплощадки выявлено:

при СМР – 4 неорганизованных источников загрязнения;

при бурении скважин – 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 3, неорганизованных – 2;

при освоении скважин - 6 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных – 3.

При эксплуатации месторождения

Организованные источники:

- Источник №0001 Печь подогрева ПТБ-10;
- Источник №0002 Печь подогрева К-101;
- Источник №0003 Котельная УДН;
- Источник №0004 Котельная Пож.депо;
- Источник №0005 Котельная №22;
- Источник №0006 Котельная ж/к Мунайши;
- Источник №0007 Печь подогрева HSI-10010-50-G;
- Источник №0008 Печь подогрева HSI-10010-50-G;
- Источник №0009 Компрессор G3606;
- Источник №0010 Компрессор G3516;
- Источник №0011 Котельная (водогрейный) ЭНТРОС 100;
- Источник №0012 Котельная TAG M-1901;
- Источник №0013 Котельная HDR 550;
- Источник №0014 Факел НД;
- Источник №0015 Факел ВД;
- Источник №0016-0022 Резервуары.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001-6002 АГЗУ;
- Источник №6003 Монифольт;
- Источник №6004 Нефтегазосепаратор;

- Источник №6005 Газосепаратор;
- Источник №6006 Насосная установка;
- Источник №6007..... Скважины.

№	Год	I вариант	II вариант	III вариант
1	2024	63	63	63
2	2025	59	62	62
3	2026	59	63	61
4	2027	59	63	62
5	2028	59	63	62
6	2029	61	65	62
7	2030	61	65	63
8	2031	64	68	65
9	2032	65	69	66
10	2033	68	72	69
11	2034	70	74	68

Примечание: Нумерация источников всех скважин по вариантам будут указаны в расчетах приложении отчета..

В целом при эксплуатации месторождения за 2024-2034гг выявлено максимально 29 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 22, неорганизованных – 7.

Загрязняющими ингредиентами при бурении скважин могут быть следующие компоненты: углеводороды, сероводород, окись углерода, сажа, окислы азота, формальдегид, метан, сварочный аэрозоль, пыль неорганическая и другие компоненты.

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

Этапы бурения скважин будут сопровождаться выбросами вредных веществ в атмосферу. В период строительства новых скважин будет происходить загрязнение приземного слоя атмосферного воздуха от:

- токсичных выбросов двигателей внутреннего сгорания строительных машин, механизмов и автомобилей (передвижных источников);
- пыли, поднятой в воздух при строительных работах и движении автотранспорта;
- за счёт выбросов от проведения сварочных работ;
- бурения скважин.

Наличие и тип техники, организация работ приняты ориентировочно, с использованием аналогов. Конкретный объем, и организация работ будут определены в дальнейших этапах разработки месторождения.

4.1.1 Стационарные источники загрязнения

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборниками методик, а также отраслевых методик для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных источников по всем вариантам приведены ниже.

I вариант**Таблица 4-7 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в вертикальных скважин**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	7,77062	82,55217	2063,80425
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	9,151	107,10695	1785,11583
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,66298666667	13,85837	277,1674
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	9,26292833333	29,243606	584,87212
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002015	0,251875
0337	Углерод оксид		5	3		4	10,76659333333	69,93341	23,3111367
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,082503	0,00165006
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,2814	3,29466	329,466
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,2814	3,29466	329,466
2754	Алканы C12-19		1			4	2,82052	32,95231	32,95231
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
	В С Е Г О :						42,60015433	342,53758	5430,28626

Таблица 4-8 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	11,0374533333	67,59027	1689,75675
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	13,3915833333	87,62348	1460,39133
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,2073588889	11,36072	227,2144
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	10,3521727778	24,255421	485,10842
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002138	0,26725
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,4893544444	57,44416	19,1480533
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,104864	0,00209728
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,4120333333	2,696584	269,6584
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,4120333333	2,696584	269,6584
2754	Алканы C12-19		1			4	4,1268533333	26,97025	26,97025
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
В С Е Г О :							56,03154878	280,9614	4452,05304

Таблица 4-9 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	11,0374533333	74,14115	1853,52875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	13,3915833333	96,126624	1602,1104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,2073588889	12,4522	249,044
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	10,3521727778	26,44245	528,849
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002221	0,277625
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,4893544444	62,89156	20,9638533
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,119211	0,00238422

1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,4120333333	2,9578192	295,78192
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,4120333333	2,9578192	295,78192
2754	Алканы C12-19		1			4	4,1268533333	29,582882	29,582882
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
В С Е Г О :							56,03154878	307,89087	4879,80042

Таблица 4-10 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2024г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	8,56351	265,74062	6643,5155
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,15185	35,62243	593,707167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,98355	31,0171	620,342
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00753402	0,080942	1,61884
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,012009	0,378709	47,338625
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,13916	413,9346	137,9782
0410	Метан (727*)				50		1,77222	54,90071	1,0980142
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,637769	0,01275538
В С Е Г О :							25,671217	802,31288	8045,6111

Таблица 4-11 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2025г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	8,70031	269,88466	6747,1165
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,15177	35,59449	593,2415
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,07479	33,89439	677,8878
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00746602	0,079082	1,58164

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013109	0,413249	51,656125
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,05126	442,46031	147,48677
0410	Метан (727*)				50		1,79503	55,55307	1,1110614
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041091	0,629817	0,01259634
	В С Е Г О :						26,834826	838,50907	8220,09399

Таблица 4-12 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2026г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,1038	279,04539	6976,13475
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,12714	35,54554	710,9108
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00745902	0,081444	1,62888
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013739	0,433059	54,132375
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,51594	443,97971	147,993237
0410	Метан (727*)				50		2,01645	62,39186	1,2478372
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041091	0,642337	0,01284674
	В С Е Г О :						28,030249	858,79998	8503,40473

Таблица 4-13 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2027г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,40083	288,41234	7210,3085
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,32516	41,79016	835,8032
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00745902	0,089087	1,78174
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,016109	0,507999	63,499875
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,4961	506,42599	168,808663
0410	Метан (727*)				50		2,06595	63,95301	1,2790602

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041091	0,675037	0,01350074
	В С Е Г О :						30,557329	938,53426	8892,83854

Таблица 4-14 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2028г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,55736	293,52415	7338,10375
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,2047	36,71092	611,848667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,42929	45,07388	901,4776
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00745902	0,094536	1,89072
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,017359	0,547399	68,424875
0337	Углерод оксид		5	3		4	17,53877	539,45104	179,817013
0410	Метан (727*)				50		2,09198	64,84211	1,2968422
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041091	0,698337	0,01396674
	В С Е Г О :						31,888009	980,94237	9102,87343

Таблица 4-15 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2029г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,4218	289,07379	7226,84475
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,33914	42,23113	844,6226
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00749302	0,098792	1,97584
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,016279	0,513279	64,159875
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,63593	510,83565	170,27855
0410	Метан (727*)				50		2,06945	64,06326	1,2812652
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041238	0,716548	0,01433096
	В С Е Г О :						30,73596	944,21309	8920,52121

Таблица 4-16 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2030г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,36643	287,32759	7183,18975
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,30223	41,067	821,34
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00749302	0,102742	2,05484
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015839	0,499309	62,413625
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,26679	499,19439	166,39813
0410	Метан (727*)				50		2,06022	63,77222	1,2754444
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041238	0,733438	0,01466876
	В С Е Г О :						30,26487	929,37733	8848,03046

Таблица 4-17 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2031г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,29991	285,22993	7130,74825
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,25789	39,66856	793,3712
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00754402	0,107679	2,15358
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015309	0,482529	60,316125
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,82334	485,20993	161,736643
0410	Метан (727*)				50		2,04913	63,42261	1,2684522
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041457	0,754545	0,0150909
	В С Е Г О :						29,69921	911,55642	8760,95334

Таблица 4-18 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2032г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,25636	284,03177	7100,79425
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,2047	36,71092	611,848667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,22861	38,74562	774,9124
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00756102	0,113161	2,26322
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,014949	0,471459	58,932375
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,53208	476,16848	158,722827
0410	Метан (727*)				50		2,04181	63,27583	1,2655166
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,04153	0,77799	0,0155598
	В С Е Г О :						29,3276	900,29523	8708,75482

Таблица 4-19 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2033г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,26872	284,24609	7106,15225
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,23709	39,01266	780,2532
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00761202	0,119886	2,39772
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015259	0,474659	59,332375
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,6154	478,65098	159,550327
0410	Метан (727*)				50		2,04393	63,25863	1,2651726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041749	0,806737	0,01613474
	В С Е Г О :						29,43439	903,25028	8720,31118

Таблица 4-20 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2034г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,14369	280,30315	7007,57875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,15373	36,38404	727,6808
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0,5	0,05		3	0,00764702	0,124124	2,48248
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,014059	0,443119	55,389875
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,78179	452,36473	150,788243
0410	Метан (727*)				50		2,0231	62,60148	1,2520296
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041896	0,824848	0,01649696
	В С Е Г О :						28,370542	869,72613	8556,53268

Таблица 4-21 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников эксплуатации месторождения по годам по I альтернативному варианту

Ко д ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)											
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	11 лет
301	Азота (IV) диоксид	265,7406 2	269,8846 6	279,0453 9	288,4123 4	293,5241 5	289,0737 9	287,3275 9	285,2299 3	284,0317 7	284,2460 9	280,3031 5	3106,81 9
304	Азот (II) оксид	35,62243	35,59449	36,68064	36,68064	36,71092	36,68064	36,68064	36,68064	36,71092	36,68064	36,68064	401,403 2
328	Углерод (Сажа,	31,0171	33,89439	35,54554	41,79016	45,07388	42,23113	41,067	39,66856	38,74562	39,01266	36,38404	424,430 1
330	Сера диоксид	0,080942	0,079082	0,081444	0,089087	0,094536	0,098792	0,102742	0,107679	0,113161	0,119886	0,124124	1,09147 5
333	Сероводород	0,378709	0,413249	0,433059	0,507999	0,547399	0,513279	0,499309	0,482529	0,471459	0,474659	0,443119	5,16476 9
337	Углерод оксид	413,9346	442,4603 1	443,9797 1	506,4259 9	539,4510 4	510,8356 5	499,1943 9	485,2099 3	476,1684 8	478,6509 8	452,3647 3	5248,67 6
410	Метан (727*)	54,90071	55,55307	62,39186	63,95301	64,84211	64,06326	63,77222	63,42261	63,27583	63,25863	62,60148	682,034 8

415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,637769	0,629817	0,642337	0,675037	0,698337	0,716548	0,733438	0,754545	0,777799	0,806737	0,824848	7,897403
	В С Е Г О :	802,3129	838,5091	858,8	938,5343	980,9424	944,2131	929,3773	911,5564	900,2952	903,2503	869,7261	9877,517

II вариант рекомендуемый

Таблица 4-22 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в вертикальных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	7,77062	82,55217	2063,80425
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	9,151	107,10695	1785,11583
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,66298666667	13,85837	277,1674
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	9,26292833333	29,243606	584,87212
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002015	0,251875
0337	Углерод оксид		5	3		4	10,7665933333	69,93341	23,3111367
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,082503	0,00165006
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,2814	3,29466	329,466
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,2814	3,29466	329,466
2754	Алканы C12-19		1			4	2,82052	32,95231	32,95231
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
	В С Е Г О :						42,60015433	342,53758	5430,28626

Таблица 4-23 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	11,0374533333	67,59027	1689,75675
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	13,3915833333	87,62348	1460,39133
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,2073588889	11,36072	227,2144
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	10,3521727778	24,255421	485,10842
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002138	0,26725
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,4893544444	57,44416	19,1480533
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,104864	0,00209728
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,4120333333	2,696584	269,6584
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,4120333333	2,696584	269,6584
2754	Алканы C12-19		1			4	4,1268533333	26,97025	26,97025
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
	В С Е Г О :						56,03154878	280,9614	4452,05304

Таблица 4-24 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	11,0374533333	74,14115	1853,52875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	13,3915833333	96,126624	1602,1104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,2073588889	12,4522	249,044
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	10,3521727778	26,44245	528,849
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002221	0,277625
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,4893544444	62,89156	20,9638533
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,119211	0,00238422
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,4120333333	2,9578192	295,78192
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,4120333333	2,9578192	295,78192
2754	Алканы C12-19		1			4	4,1268533333	29,582882	29,582882
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
	В С Е Г О :						56,03154878	307,89087	4879,80042

Таблица 4-25 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2024г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,32479	162,49459	4062,36475
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62555	18,84495	314,0825
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,98355	31,0171	620,342
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00720702	0,070473	1,40946
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,012009	0,378709	47,338625
0337	Углерод оксид		5	3		4	12,8729	392,39404	130,798013
0410	Метан (727*)				50		1,7643	54,82972	1,0965944
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,637769	0,01275538
	В С Е Г О :						21,63169	660,66735	5177,4447

Таблица 4-26 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2025г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,46062	166,61776	4165,444
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,07479	33,89439	677,8878
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00719002	0,070231	1,40462
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013109	0,413249	51,656125
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,78115	420,952748	140,317583
0410	Метан (727*)				50		1,79214	55,46408	1,1092816
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041311	0,636734	0,01273468
	В С Е Г О :						22,79568	696,8628	5351,39231

Таблица 4-27 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2026г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,54449	169,26264	4231,566
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,1307	35,65765	713,153
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00720702	0,07292	1,4584
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013769	0,434399	54,299875
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,34027	438,58582	146,195273
0410	Метан (727*)				50		1,80611	55,90489	1,1180978
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,648219	0,01296438
	В С Е Г О :						23,5093	719,38015	5461,36378

Таблица 4-28 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2027г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,83618	178,46142	4461,5355
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,32516	41,79016	835,8032
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00720702	0,08011	1,6022
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,016109	0,507999	63,499875
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,28488	499,911	166,637
0410	Метан (727*)				50		1,85473	57,43802	1,1487604
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,678979	0,01357958
	В С Е Г О :						25,99102	797,6813	5843,80028

Таблица 4-29 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2028г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,99271	183,57323	4589,33075
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62544	18,84389	314,064833
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,42929	45,07388	901,4776
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00720702	0,085112	1,70224
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,017359	0,547399	68,424875
0337	Углерод оксид		5	3		4	17,32755	532,93605	177,64535
0410	Метан (727*)				50		1,88076	58,34391	1,1668782
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,700349	0,01400698
	В С Е Г О :						27,3217	840,10382	6053,82653

Таблица 4-30 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2029г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,85715	179,12287	4478,07175
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,33914	42,23113	844,6226
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00724102	0,089509	1,79018
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,016279	0,513279	64,159875
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,42471	504,32066	168,106887
0410	Метан (727*)				50		1,85823	57,54827	1,1509654
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,04153	0,71916	0,0143832
	В С Е Г О :						26,16965	803,35849	5871,47681

Таблица 4-31 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2030г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,80178	177,37667	4434,41675
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,30223	41,067	821,34
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00724102	0,093589	1,87178
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015839	0,499309	62,413625
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,05557	492,6794	164,226467
0410	Метан (727*)				50		1,849	57,25723	1,1451446
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,04153	0,73661	0,0147322
	В С Е Г О :						25,69856	788,52342	5798,98867

Таблица 4-32 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2031г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,73526	175,27901	4381,97525
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,25789	39,66856	793,3712
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00729202	0,098716	1,97432
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015309	0,482529	60,316125
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,61212	478,69494	159,56498
0410	Метан (727*)				50		1,83791	56,90762	1,1381524
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041749	0,758557	0,01517114
	В С Е Г О :						25,1329	770,70354	5711,91537

Таблица 4-33 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2032г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,69171	174,08085	4352,02125
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62544	18,84389	314,064833
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,22861	38,74562	774,9124
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00731002	0,104227	2,08454
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,014949	0,471459	58,932375
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,32086	469,65349	156,551163
0410	Метан (727*)				50		1,83059	56,76084	1,1352168
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041822	0,782112	0,01564224
	В С Е Г О :						24,761291	759,44249	5659,71742

Таблица 4-34 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2033г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	9,19654	281,96995	7049,24875
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,18896	37,49524	749,9048
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00768102	0,120942	2,41884
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,014469	0,456449	57,056125
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,13416	463,47673	154,492243
0410	Метан (727*)				50		2,0319	62,87928	1,2575856
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,042042	0,811269	0,01622538
	В С Е Г О :						28,820382	883,8905	8625,73857

Таблица 4-35 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2034г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,57904	170,35223	4258,80575
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,15373	36,38404	727,6808
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00739502	0,115361	2,30722
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,014059	0,443119	55,389875
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,57057	445,84974	148,61658
0410	Метан (727*)				50		1,81188	56,08649	1,1217298
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,042188	0,82973	0,0165946
	В С Е Г О :						23,804232	728,87432	5507,49872

Таблица 4-36 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников эксплуатации месторождения по годам по II рекомендуемому варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)											
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	11 лет
301	Азота (IV) диоксид	162,4945 9	166,6177 6	169,2626 4	178,4614 2	183,5732 3	179,1228 7	177,3766 7	175,2790 1	174,0808 5	281,9699 5	170,3522 3	2018,591 2
304	Азот (II) оксид	18,84495	18,81361	18,81361	18,81361	18,84389	18,81361	18,81361	18,81361	18,84389	36,68064	18,81361	224,9086 4
328	Углерод (Сажа,	31,0171	33,89439	35,65765	41,79016	45,07388	42,23113	41,067	39,66856	38,74562	37,49524	36,38404	423,0247 7
330	Сера диоксид	0,070473	0,070231	0,07292	0,08011	0,085112	0,089509	0,093589	0,098716	0,104227	0,120942	0,115361	1,00119
333	Сероводород	0,378709	0,413249	0,434399	0,507999	0,547399	0,513279	0,499309	0,482529	0,471459	0,456449	0,443119	5,147899
337	Углерод оксид	392,3940 4	420,9527 5	438,5858 2	499,911	532,9360 5	504,3206 6	492,6794	478,6949 4	469,6534 9	463,4767 3	445,8497 4	5139,454 6
410	Метан (727*)	54,82972	55,46408	55,90489	57,43802	58,34391	57,54827	57,25723	56,90762	56,76084	62,87928	56,08649	629,4203 5
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,637769	0,636734	0,648219	0,678979	0,700349	0,71916	0,73661	0,758557	0,782112	0,811269	0,82973	7,939488
	В С Е Г О :	660,6674	696,8628	719,3802	797,6813	840,1038	803,3585	788,5234	770,7035	759,4425	883,8905	728,8743	8449,488 2

III вариант

Таблица 4-37 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в вертикальных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	7,77062	82,55217	2063,80425
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	9,151	107,10695	1785,11583

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,66298666667	13,85837	277,1674
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	9,26292833333	29,243606	584,87212
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002015	0,251875
0337	Углерод оксид		5	3		4	10,7665933333	69,93341	23,3111367
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,082503	0,00165006
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,2814	3,29466	329,466
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,2814	3,29466	329,466
2754	Алканы C12-19		1			4	2,82052	32,95231	32,95231
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
В С Е Г О :							42,60015433	342,53758	5430,28626

Таблица 4-38 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	11,0374533333	67,59027	1689,75675
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	13,3915833333	87,62348	1460,39133
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,2073588889	11,36072	227,2144
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	10,3521727778	24,255421	485,10842
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002138	0,26725
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,4893544444	57,44416	19,1480533
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,104864	0,00209728
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,41203333333	2,696584	269,6584
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,41203333333	2,696584	269,6584
2754	Алканы C12-19		1			4	4,12685333333	26,97025	26,97025

2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
	В С Е Г О :						56,03154878	280,9614	4452,05304

Таблица 4-39 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении в горизонтальной скважины Г-2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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			0,04		3	0,00364	0,00157	0,03925
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00038	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	11,0374533333	74,14115	1853,52875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	13,3915833333	96,126624	1602,1104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,2073588889	12,4522	249,044
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	10,3521727778	26,44245	528,849
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006027	0,002221	0,277625
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,4893544444	62,89156	20,9638533
0410	Метан (727*)				50		0,1226	0,03178	0,0006356
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,045539	0,119211	0,00238422
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,4120333333	2,9578192	295,78192
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,4120333333	2,9578192	295,78192
2754	Алканы C12-19		1			4	4,1268533333	29,582882	29,582882
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас)		0,15	0,05		3	0,42443	0,18337	3,6674
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,00009	0,00004	0,0004
	В С Е Г О :						56,03154878	307,89087	4879,80042

Таблица 4-40 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2024г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,32479	162,49459	4062,36475
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62555	18,84495	314,0825
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,98355	31,0171	620,342
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00720702	0,070473	1,40946
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,012009	0,378709	47,338625
0337	Углерод оксид		5	3		4	12,8729	392,39404	130,798013
0410	Метан (727*)				50		1,7643	54,82972	1,0965944
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,637769	0,01275538
	В С Е Г О :						21,63169	660,66735	5177,4447

Таблица 4-41 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2025г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,46062	166,61776	4165,444
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,07479	33,89439	677,8878
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00719002	0,070231	1,40462
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013109	0,413249	51,656125
0337	Углерод оксид		5	3		4	13,78115	420,952748	140,317583
0410	Метан (727*)				50		1,79214	55,46408	1,1092816
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041311	0,636734	0,01273468
	В С Е Г О :						22,79568	696,8628	5351,39231

Таблица 4-42 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2026г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,5233	168,59483	4214,87075
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,11658	35,21244	704,2488
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00717302	0,071842	1,43684
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013609	0,429059	53,632375
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,1991	434,13374	144,711247
0410	Метан (727*)				50		1,80259	55,79359	1,1158718
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,643608	0,01287216
	В С Е Г О :						23,329106	713,69272	5433,58892

Таблица 4-43 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2027г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,80209	177,38637	4434,65925
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,30243	41,07346	821,4692
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00719002	0,079571	1,59142
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015839	0,499399	62,424875
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,05762	492,74404	164,248013
0410	Метан (727*)				50		1,84905	57,25884	1,1451768
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041311	0,676674	0,01353348
	В С Е Г О :						25,7009	788,53196	5799,11164

Таблица 4-44 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2028г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,94546	182,08308	4552,077
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62544	18,84389	314,064833
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,91383	44,08044	881,6088
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00719002	0,084563	1,69126
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,016979	0,535469	66,933625
0337	Углерод оксид		5	3		4	17,01252	523,00169	174,333897
0410	Метан (727*)				50		1,87289	58,09555	1,161911
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041311	0,698044	0,01396088
	В С Е Г О :						27,43562	827,42273	5991,88529

Таблица 4-45 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2029г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,81309	177,73331	4443,33275
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,66731	41,30476	826,0952
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00719002	0,087871	1,75742
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015919	0,502169	62,771125
0337	Углерод оксид		5	3		4	16,13096	495,05694	165,01898
0410	Метан (727*)				50		1,84998	57,31667	1,1463334
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041311	0,718671	0,01437342
	В С Е Г О :						26,15113	791,534	5813,69635

Таблица 4-46 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2030г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,7608	176,08438	4402,1095
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,27491	40,20547	804,1094
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00720702	0,092	1,84
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015509	0,488969	61,121125
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,78238	484,0641	161,3547
0410	Метан (727*)				50		1,84217	57,04184	1,1408368
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041384	0,729829	0,01459658
	В С Е Г О :						25,34973	777,5202	5745,25033

Таблица 4-47 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2031г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,69952	174,15185	4353,79625
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,23405	38,91711	778,3422
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00724102	0,095509	1,91018
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,015019	0,473509	59,188625
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,37385	471,18054	157,06018
0410	Метан (727*)				50		1,83195	56,71976	1,1343952
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,04153	0,74482	0,0148964
	В С Е Г О :						24,82853	761,09671	5665,00689

Таблица 4-48 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2032г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,65637	172,96611	4324,15275
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62544	18,84389	314,064833
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,20505	38,00246	760,0492
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00725802	0,09932	1,9864
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,014669	0,462539	57,817375
0337	Углерод оксид		5	3		4	15,08521	462,22191	154,07397
0410	Метан (727*)				50		1,8247	56,57605	1,131521
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041603	0,761106	0,01522212
	В С Е Г О :						24,4603	749,93339	5613,29127

Таблица 4-49 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2033г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	9,164	280,94369	7023,59225
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,20463	36,68064	611,344
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,16727	36,81106	736,2212
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00763002	0,114505	2,2901
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,014219	0,448249	56,031125
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,91727	456,63498	152,21166
0410	Метан (727*)				50		2,02647	62,70823	1,2541646
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041822	0,783732	0,01567464
	В С Е Г О :						28,543311	875,12509	8582,96017

Таблица 4-50 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2034г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	5,55	169,43656	4235,914
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,62537	18,81361	313,560167
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,13437	35,7736	715,472
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,00729202	0,104696	2,09392
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013819	0,435799	54,474875
0337	Углерод оксид		5	3		4	14,37706	439,74535	146,581783
0410	Метан (727*)				50		1,80703	55,93388	1,1186776
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,041749	0,784127	0,01568254
	В С Е Г О :						23,55669	721,02762	5469,23111

Таблица 4-51– Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников эксплуатации месторождения по годам по III альтернативному варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)											
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	11 лет
301	Азота (IV) диоксид	162,4945 9	166,6177 6	168,5948 3	177,3863 7	182,0830 8	177,7333 1	176,0843 8	174,1518 5	172,9661 1	280,9436 9	169,4365 6	2008,492 5
304	Азот (II) оксид	18,84495	18,81361	18,81361	18,81361	18,84389	18,81361	18,81361	18,81361	18,84389	36,68064	18,81361	224,9086 4
328	Углерод (Сажа,	31,0171	33,89439	35,21244	41,07346	44,08044	41,30476	40,20547	38,91711	38,00246	36,81106	35,7736	416,2922 9
330	Сера диоксид	0,070473	0,070231	0,071842	0,079571	0,084563	0,087871	0,092	0,095509	0,09932	0,114505	0,104696	0,970581
333	Сероводород	0,378709	0,413249	0,429059	0,499399	0,535469	0,502169	0,488969	0,473509	0,462539	0,448249	0,435799	5,067119
337	Углерод оксид	392,3940 4	420,9527 5	434,1337 4	492,7440 4	523,0016 9	495,0569 4	484,0641	471,1805 4	462,2219 1	456,6349 8	439,7453 5	5072,130 1
410	Метан (727*)	54,82972	55,46408	55,79359	57,25884	58,09555	57,31667	57,04184	56,71976	56,57605	62,70823	55,93388	627,7382 1
415	Смесь углеводородов	0,637769	0,636734	0,643608	0,676674	0,698044	0,718671	0,729829	0,74482	0,761106	0,783732	0,784127	7,815114

	предельных С1-С5												
	В С Е Г О :	660,6674	696,8628	713,6927	788,532	827,4227	791,534	777,5202	761,0967	749,9334	875,1251	721,0276	8363,414 6

Вывод: По расчетным данным проекта на месторождении Алибекмола стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 варианту разработки:

- при бурении 1 вертикальной скважины - **342,53758 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-1 - **280,9614т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-2 - **307,89087 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **802,31288т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **838,50907т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **858,79998т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **938,53426т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **980,94237т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **944,21309т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **929,37733т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **911,55642т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **900,29523т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **903,25028т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **869,72613т/год.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 1 вертикальной скважины - **342,53758 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-1 - **280,9614т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-2 - **307,89087 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **660,66735т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **696,8628т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **719,38015т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **797,6813 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **840,10382 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **803,35849 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **788,52342 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **770,70354 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **759,44249 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **883,8905 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **728,87432т/год.**

по 3 варианту разработки:

- при бурении 1 вертикальной скважины - **342,53758 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-1 - **280,9614т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-2 - **307,89087 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **660,66735т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **696,8628 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **713,69272т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **788,53196 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **827,42273 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **791,534т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **777,5202 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **761,09671 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **749,93339т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **875,12509 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **721,02762 т/год.**

4.2 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования вновь создаваемых предприятий в Казахстане для оценки влияния выбросов вредных веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями РНД 211.2.01.01-97 «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом «степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра».

На основании проведенной инвентаризации источников выбросов были выявлены все источники загрязняющих веществ, находящихся на территории промышленной площадки, перечень вредных веществ, содержащихся в них и объемы выбросов. Моделирование рассеивания указанных вредных веществ в атмосфере от промплощадки проводилось с помощью ПК «ЭРА» (версия 3.0).

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 4.52 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 4-52 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-12,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	+32,7
С	10
СВ	9
В	15
ЮВ	18
Ю	9
ЮЗ	11
З	15
СЗ	13
Среднегодовая температура воздуха	9,6°С
Среднегодовая скорость ветра за год	3,9 м/с

Приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы производственных объектов без учета фоновых концентраций.

Расчеты приземных концентраций выполнены с учетом одновременной работы технологического оборудования при проведении планируемых работ на месторождении Алибекмола.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании действующих

санитарно-гигиенических нормативов (СанПиН) Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.

Для оценки влияния проводимых буровых работ на состояние атмосферного воздуха математическим моделированием процессов рассеивания загрязняющих веществ определены расстояния до изолинии приземной концентрации составляющей 1,0 ПДК_{м.р.}. Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

Оценка воздействия проектируемых работ

Наиболее высокий уровень загрязнения будет наблюдаться по концентрациям оксидов азота и диоксида серы. По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Алибекмола значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами, и расстояния до изолиний 1,0 ПДК и меньше приведенных в анализе.

Площадка бурения: приземная концентрация 1,0 ПДК будет наблюдаться на расстоянии до 1700 м от места проведения буровых работ новых скважин.

Площадка при пробной эксплуатации: максимальная приземная концентрация на границе СЗЗ составит 0,18 ПДК за 2021 год по концентрации диоксида серы. При пробной эксплуатации в 2022-2023 гг максимальная приземная концентрация на границе СЗЗ составит 0,002 ПДК также по диоксиду серы.

Концентрации всех загрязняющих веществ при бурении новых скважин и при эксплуатации месторождения в 2024-2034гг не превышают 1 ПДК на границе СЗЗ. Санитарно-защитная зона месторождения составляет 1000м.

Карты с изолиниями концентраций по веществам в период проведения планируемых работ представлены в Приложении. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе приведены в также в Приложении.

4.3 Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Ранее компанией ТОО «Казахойл Актобе» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования установленной (окончательной) санитарно-защитной зоны для ТОО «Казахойл Актобе» месторождение Алибекмола», далее согласно выданному заключению № Z.02.X.KZ91VBS00069597 от 18.05.2017г для ТОО «Казахойл Актобе» было установлено СЗЗ не менее 1000м.

Установленный размер СЗЗ соответствует СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом МЗ РК №ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022г согласно которому размер санитарно-защитной зоны объекта по добыче и разведке нефти составляет не менее 1000 м.

4.4 Характеристика источников физического воздействия

Одной из форм физического воздействия на окружающую среду являются упругие колебания, распространяющиеся в виде звуковых и вибрационных волн.

Проведение поисково-разведочных работ сопровождается следующими факторами физического воздействия: шум, ударные волны, вибрация.

Источниками шумового воздействия на проектируемом объекте будут являться:

- буровая установка;
- дизельная электростанция;
- передвижные источники.

Шумовой эффект возникает непосредственно на производственной площадке объекта.

Наиболее интенсивное шумовое воздействие наблюдается при ведении поисково-разведочных работ. Согласно литературным данным уровень звука, создаваемый источниками, составляет:

- буровые станки – 115 дБА;
- погрузочные машины – 105 дБА;
- автомобили – 93 дБА;

По литературным данным, на основании опытных работ высокий уровень шума от генераторов отмечается на расстоянии 1 м от источника.

Уровень шума и параметры вибрации в производственных помещениях и на рабочих местах обслуживающего персонала не должны превышать норм, указанных в «Санитарных нормах и правилах по ограничению шума при производстве» и «Санитарных нормах и правилах при работе с инструментами, механизмами и оборудованием, создающими вибрации, передаваемые на руки работающих».

Предельно допустимые уровни (далее – ПДУ) вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих должны соответствовать требованиям приказа Министра национальной экономики от *16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»*, предельно-допустимый уровень шума на производственных предприятиях не должен превышать 80 дБА.

Проектом предусматриваются:

- средства защиты от шума и вибрации, противошумовые наушники;
- виброизолирующая площадка конструкции.

Принятые технологические решения, обеспечивают эквивалентный уровень звука на рабочих местах не выше 80 дБА.

В связи с тем, что при уровне шума в пределах 40-50 дБА заметного раздражения у людей не наблюдается, считаем, что уровень шума, создаваемый источниками физического воздействия при проведении работ низкий, не будет оказывать воздействия на расстоянии 50-100 м от источника.

4.5 Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождении Алибекмола вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров (питьевая вода, торговая марка NOMAD, TASSAY), для бытовых нужд используется вода из близлежащего источника.

Водоснабжение для технических нужд осуществляется из водозаборной скважины. Техническая вода необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора и т.д. Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 40 м³ в специально отведенном месте. При реализации данного проекта техническая вода повторно не используется.

Расчет норм водопотребления и водоотведения

При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2009 с изменениями и дополнениями от 13.06.2017г.) общий объем потребления воды для работников ориентировочно составляет:

Баланс водопотребления и водоотведения согласно I варианту разработки**Таблица 4-53 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин**

Потребитель	Продолжи- тельность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
При бурении 1 вертикальной скважины							
Хоз-питьевые нужды	157,8	40	0,15	6	946,8	6	946,8
Итого:				946,8		946,8	
При бурении 40 вертикальных скважин							
Хоз-питьевые нужды	6312	40	0,15	240	37872	240	37872
Итого:				37872		37872	

Таблица 4-54 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-1

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Хоз-питьевые нужды	167,74	40	0,15	6	1006,44	6	1006,44
Итого:				1006,44		1006,44	

Таблица 4-55 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-2

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Хоз-питьевые нужды	182,14	40	0,15	6	1092,84	6	1092,84
Итого:				1092,84		1092,84	

Таблица 4-56 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-3

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Хоз-питьевые нужды	182,14	40	0,15	6	1092,84	6	1092,84
Итого:				1092,84		1092,84	

Баланс водопотребления и водоотведения согласно II варианту разработки**Таблица 4-57 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин**

Потребитель	Продолжи- тельность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
При бурении 1 вертикальной скважины							
Хоз-питьевые нужды	157,8	40	0,15	6	946,8	6	946,8
Итого:					946,8		946,8
При бурении 37 вертикальных скважин							
Хоз-питьевые нужды	5838,6	40	0,15	222	35031,6	222	35031,6
Итого:					35031,6		35031,6

Таблица 4-58 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-1

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл

Хоз-питьевые нужды	167,74	40	0,15	6	1006,44	6	1006,44
Итого:					1006,44		1006,44

Таблица 4-59 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-2

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Хоз-питьевые нужды	182,14	40	0,15	6	1092,84	6	1092,84
Итого:					1092,84	6	1092,84

Баланс водопотребления и водоотведения согласно III варианту разработки**Таблица 4-60 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных скважин**

Потребитель	Продолжи- тельность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
При бурении 1 вертикальной скважины							
Хоз-питьевые нужды	157,8	40	0,15	6	946,8	6	946,8
Итого:					946,8		946,8
При бурении 23 вертикальных скважин							
Хоз-питьевые нужды	3629,4	40	0,15	138	21776,4	138	21776,4
Итого:					21776,4		21776,4

Таблица 4-61 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-1

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Хоз-питьевые нужды	167,74	40	0,15	6	1006,44	6	1006,44
Итого:					1006,44		1006,44

Таблица 4-62 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве горизонтальной скважины Г-2

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Хоз-питьевые нужды	182,14	40	0,15	6	1092,84	6	1092,84
Итого:					1092,84	6	1092,84

Таблица 4-63 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации (2024-2034гг) месторождения

Потребитель	Продолжите льность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2024 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095

2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	20	0,15	3	1095,00	3	1095
Итого:					12045,00		12045,00

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчет объема сточных вод произведен согласно Приказа Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 3 мая 2012г №129-Ө:

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) определяется по формуле:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении скважин составит:

- **По I варианту**

вертикальных скважин:

$$V_{БСВ} = 2 \times 481,13 = 962,26 \text{ м}^3; 981,50 \text{ т.}$$

Соответственно на 40 скважин составит 38490,355 м³; 39260,16 т.

Горизонтальной скважины Г-1:

$$V_{БСВ} = 2 \times 463,24 = 926,49 \text{ м}^3; 945,02 \text{ т.}$$

Горизонтальной скважины Г-2:

$$V_{БСВ} = 2 \times 478,95 = 957,89 \text{ м}^3; 977,05 \text{ т.}$$

Горизонтальной скважины Г-3:

$$V_{БСВ} = 2 \times 478,95 = 957,89 \text{ м}^3; 977,05 \text{ т.}$$

- **По II варианту**

вертикальных скважин:

$$V_{БСВ} = 2 \times 481,13 = 962,26 \text{ м}^3; 981,50 \text{ т.}$$

Соответственно на 37 скважин составит 35603,57842 м³; 36315,64999 т.

Горизонтальной скважины Г-1:

$$V_{БСВ} = 2 \times 463,24 = 926,49 \text{ м}^3; 945,02 \text{ т.}$$

Горизонтальной скважины Г-2:

$$V_{БСВ} = 2 \times 478,95 = 957,89 \text{ м}^3; 977,05 \text{ т.}$$

- **По III варианту**

вертикальных скважин:

$$V_{БСВ} = 2 \times 481,13 = 962,26 \text{ м}^3; 981,50 \text{ т.}$$

Соответственно на 23 скважин составит 22131,95415 м³; 22574,59324 т.

Горизонтальной скважины Г-1:

$$V_{БСВ} = 2 \times 463,24 = 926,49 \text{ м}^3; 945,02 \text{ т.}$$

Горизонтальной скважины Г-2:

$$V_{БСВ} = 2 \times 478,95 = 957,89 \text{ м}^3; 977,05 \text{ т.}$$

Не допускается сбрасывание сточных вод на поверхность земли и в водные объекты. Буровые сточные воды должны накапливаться в металлических емкостях, не допускающих их разлив, и по мере накопления вывозиться на утилизацию или очистку специализированной организацией согласно договору. Специализированная организация

определяется путем проведения открытого тендера со всеми требованиями по утилизации отходов. Специализированная организация, занимающаяся утилизацией отходов бурения (буровой шлам, отработанные буровые растворы, буровые сточные воды), должна иметь специальные установки по очистке, обезвреживанию и утилизации БСВ и других отходов бурения. На территории организации должны иметься карты испарения для сбора сточных вод. Для исключения возможного загрязнения подземных вод дно и откосы полей испарения должны быть обустроены противодиффузионным экраном. Собственником отходов будет являться компания, занимающаяся буровыми работами.

Программа управления отходами

Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению.

Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI ЗРК.

В процессе реализации пробной эксплуатации месторождения Алибекмола образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин будет осуществляться **безамбарным методом**.

В процессе бурения и пробной эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при пробной эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

Буровой шлам (БШ) (01 05 06*) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Отработанный буровой раствор (ОБР) (01 05 06*) – 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.

Металлом (17 04 07) - собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией.

Коммунальные отходы (20 03 01) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0 оС и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток..

Промасленная ветошь (15 02 02*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией.

Огарки сварочных электродов (12 01 13*) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Отработанные аккумуляторы (16 06 05*) – образуются после истечения срока годности.

**Предварительный расчет количества образования отходов
при бурении вертикальной скважины проектной глубиной 3600м**

Предварительный расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием таблицы 4.59.

Таблица 4-64- Объем выбуренной породы при строительстве одной вертикальной скважины

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R², м</i>	<i>V, м³</i>	<i>L, м</i>
1	2	3	4	5	6
0-40	1,15	3,14	0,10903	15,7486	40
40-650	1,15	3,14	0,04940	108,8030	610
650-2000	1,15	3,14	0,02420	117,9509	1350
2000-3600	1,15	3,14	0,01165	67,3275	1600
309,83					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 309,83 \times 1,2 = 371,80 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = 0,25 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 309,83 + 0,5 \times 180 = 481,13 \text{ м}^3$$

Металлолом

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов:

$$N = M_{ост} \times Q, \text{ т/год},$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 0,01 т/год;

Q - остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,01 \times 0,015 = 0,0002 \text{ т/год}.$$

Твердо-бытовые отходы

Расчет образования ТБО рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром. предприятиях – 0,3м3/год, плотность отхода – 0,25т/м3.

Расчет образования ТБО производится по формуле:

$$M = n \times q \times \rho \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4-65 - Образование ТБО при строительстве вертикальной скважины проектной глубиной 3600м

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/пер.
					1 скв
Вахтовый поселок при строительстве	40	0,3	157,8	0,25	1,30
Итого:					1,30

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 \times M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 \times M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} \times \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 \times 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год}.$$

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 10 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000125 \text{ т/год}$$

Таблица 4-66 - Виды и количества образующихся отходов при бурении вертикальных скважин по I варианту

Вид отхода	Уровень опасности	При бурении скважины, т/год	
		1 скв.	40 скв.
Буровой шлам	Опасные отходы	650,64	26025,6
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	577,36	23094,4
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524	6,096
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000125	0,005
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,008
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,06
ТБО	Не опасные отходы	1,30	52
	Всего:	1229,45	49178,17

Таблица 4-67 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве вертикальных скважин по I варианту

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
1 скважина			
Всего	1229,45	-	1229,45
в т.ч. отходов производства	1228,15	-	1228,15
отходов потребления	1,30	-	1,30
Опасные отходы			
Буровой шлам	650,64	-	650,64
Отработанный буровой раствор	577,36	-	577,36
Промасленная ветошь	0,1524	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	0,000125	-	0,000125
Не опасные отходы			
Металлом	0,0002	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	0,0015	-	0,0015
ТБО	1,3	-	1,3
40 скважин			
Всего	49178,17	-	49178,169
в т.ч. отходов производства	49126,17	-	49126,169
отходов потребления	52	-	52
Опасные отходы			
Буровой шлам	26025,6	-	26025,6
Отработанный буровой раствор	23094,4	-	23094,4
Промасленная ветошь	6,096	-	6,096
Отработанные аккумуляторы	0,005	-	0,005
Не опасные отходы			
Металлом	0,008	-	0,008
Огарки сварочных электродов	0,06	-	0,06
ТБО	52	-	52

Таблица 4-68 - Виды и количества образующихся отходов при бурении вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по II рекомендуемому варианту

Вид отхода	Уровень опасности	При бурении скважины, т/год
------------	-------------------	-----------------------------

		1 скв.	37скв.
Буровой шлам	Опасные отходы	650,64	24073,68
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	577,36	21362,32
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524	5,6388
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000125	0,004625
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0074
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0555
ТБО	Не опасные отходы	1,30	48,1
	Всего:	1229,45	45489,80

Таблица 4-69 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по II рекомендуемому варианту

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
1 скважина			
Всего	1229,45	-	1229,45
в т.ч. отходов производства	1228,15	-	1228,15
отходов потребления	1,30	-	1,30
Опасные отходы			
Буровой шлам	650,64	-	650,64
Отработанный буровой раствор	577,36	-	577,36
Промасленная ветошь	0,1524	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	0,000125	-	0,000125
Не опасные отходы			
Металлом	0,0002	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	0,0015	-	0,0015
ТБО	1,3	-	1,3
37 скважин			
Всего	45489,806	-	45489,806
в т.ч. отходов производства	45441,706	-	45441,706
отходов потребления	48,10	-	48,10
Опасные отходы			
Буровой шлам	24073,68	-	24073,68
Отработанный буровой раствор	21362,32	-	21362,32
Промасленная ветошь	5,6388	-	5,6388
Отработанные аккумуляторы	0,004625	-	0,004625
Не опасные отходы			
Металлом	0,0074	-	0,0074
Огарки сварочных электродов	0,0555	-	0,0555
ТБО	48,1	-	48,1

Таблица 4-70- Виды и количества образующихся отходов при бурении вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по III варианту

Вид отхода	Уровень опасности	При бурении скважины, т/год	
		1 скв.	23скв.
Буровой шлам	Опасные отходы	650,64	14964,72
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	577,36	13279,28
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524	3,5052
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000125	0,002875
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0046
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0345
ТБО	Не опасные отходы	1,30	29,9

	Всего:	1229,45	28277,4472
--	---------------	----------------	-------------------

Таблица 4-71 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве вертикальных скважин проектной глубиной 3600м по III варианту

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
1 скважина			
Всего	1229,45	-	1229,45
в т.ч. отходов производства	1228,15	-	1228,15
отходов потребления	1,30	-	1,30
Опасные отходы			
Буровой шлам	650,64	-	650,64
Отработанный буровой раствор	577,36	-	577,36
Промасленная ветошь	0,1524	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	0,000125	-	0,000125
Не опасные отходы			
Металлом	0,0002	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	0,0015	-	0,0015
ТБО	1,3	-	1,3
23 скважин			
Всего	28247,45	-	28247,45
в т.ч. отходов производства	28247,45	-	28247,45
отходов потребления	28247,45	-	28247,45
Опасные отходы			
Буровой шлам	14964,72	-	14964,72
Отработанный буровой раствор	13279,28	-	13279,28
Промасленная ветошь	3,5052	-	3,5052
Отработанные аккумуляторы	0,002875	-	0,002875
Не опасные отходы			
Металлом	0,0046	-	0,0046
Огарки сварочных электродов	0,0345	-	0,0345
ТБО	29,9	-	29,9

Предварительный расчет количества образования отходов при бурении горизонтальной скважины Г-1

Предварительный расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием таблицы 4.59.

Таблица 4-72- Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины Г-1

Интервал	k	π	$R^2, м$	$V, м^3$	$L, м$
1	2	3	4	5	6
0-40	1,15	3,14	0,3302	0,10903	40
40-650	1,15		0,2223	0,04940	610
650-2000	1,15		0,1556	0,02420	1350
2000-2984,13	1,15		0,1080	0,01165	984,13
2984,13-3544,39	1,15		0,0762	0,00581	560,26
295,66					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 295,66 \times 1,2 = 354,79 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = 0,25 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 295,66 + 0,5 \times 180 = 463,24 \text{ м}^3$$

Металлолом

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов:

$$N = M_{ост} \times Q, \text{ т/год},$$

где: $M_{ост}$ – расход электродов, 0,01 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,01 \times 0,015 = 0,0002 \text{ т/год}.$$

Твердо-бытовые отходы

Расчет образования ТБО рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром. предприятиях – 0,3м3/год, плотность отхода – 0,25т/м3.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n \times q \times \rho \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4-73 - Образование ТБО при строительстве горизонтальной скважины Г-1

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/пер.
					1 скв
Вахтовый поселок при строительстве	40	0,3	167,74	0,25	1,38
Итого:					1,38

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 \times M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 \times M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} \times \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 * 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 10 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000125 \text{ т/год}$$

Таблица 4-74 - Виды и количества образующихся отходов при бурении горизонтальной скважины Г-1 по I-III вариантам

Вид отхода	Уровень опасности	При бурении скважины, т/год
Буровой шлам	<i>Опасные отходы</i>	620,89
Отработанный буровой раствор	<i>Опасные отходы</i>	555,89
Промасленная ветошь	<i>Опасные отходы</i>	0,1524
Отработанные аккумуляторы	<i>Опасные отходы</i>	0,000125
Металлолом	<i>Не опасные отходы</i>	0,0002
Огарки сварочных электродов	<i>Не опасные отходы</i>	0,0015
ТБО	<i>Не опасные отходы</i>	1,38
Всего:		1178,31

Таблица 4-75 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве горизонтальной скважины Г-1 по I-III вариантам

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
<i>1 скважина</i>			
Всего	1178,31	-	1178,31
в т.ч. отходов производства	1176,93	-	1176,93
отходов потребления	1,38	-	1,38
<i>Опасные отходы</i>			
Буровой шлам	620,89	-	620,89
Отработанный буровой раствор	555,89	-	555,89
Промасленная ветошь	0,1524	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	0,000125	-	0,000125
<i>Не опасные отходы</i>			
Металлом	0,0002	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	0,0015	-	0,0015
ТБО	1,38	-	1,38

Предварительный расчет количества образования отходов при бурении горизонтальной скважины Г-2

Предварительный расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием таблицы 4.59.

Таблица 4-76- Объем выбуренной породы при строительстве горизонтальной скважины Г-2

Интервал	k	π	R^2 , м	V, м ³	L, м
1	2	3	4	5	6
0-40	1,15	3,14	0,3302	0,10903	40
40-650	1,15		0,2223	0,04940	610
650-2000	1,15		0,1556	0,02420	1350

2000-3306,24	1,15		0,1080	0,01165	1306,24
3306,24-3813,29	1,15		0,0762	0,00581	507,05
308,10					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 308,10 \times 1,2 = 369,72 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = 0,25 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 308,10 + 0,5 \times 180 = 478,95 \text{ м}^3$$

Металлолом

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов:

$$N = M_{ост} \times Q, \text{ т/год},$$

где: $M_{ост}$ – расход электродов, 0,01 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,01 \times 0,015 = 0,0002 \text{ т/год}.$$

Твердо-бытовые отходы

Расчет образования ТБО рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром. предприятиях – 0,3м³/год, плотность отхода – 0,25т/м³.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n \times q \times \rho \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4-77 - Образование ТБО при строительстве горизонтальной скважины Г-2

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/пер.
					1 скв
Вахтовый поселок при строительстве	40	0,3	182,14	0,25	1,50
Итого:					1,50

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 \times M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 * 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год}.$$

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 10 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000125 \text{ т/год}$$

Таблица 4-78 - Виды и количества образующихся отходов при бурении горизонтальной скважины Г-2 по I-III вариантам

Вид отхода	Уровень опасности	При бурении скважины, т/год
Буровой шлам	<i>Опасные отходы</i>	647,01
Отработанный буровой раствор	<i>Опасные отходы</i>	574,73
Промасленная ветошь	<i>Опасные отходы</i>	0,1524
Отработанные аккумуляторы	<i>Опасные отходы</i>	0,00013
Металлолом	<i>Не опасные отходы</i>	0,0002
Огарки сварочных электродов	<i>Не опасные отходы</i>	0,0015
ТБО	<i>Не опасные отходы</i>	1,50
Всего:		1223,40

Таблица 4-79 - Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве горизонтальной скважины Г-2 по I-III вариантам

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
1 скважина			
Всего	1223,40	-	1223,40
в т.ч. отходов производства	1221,90	-	1221,90
отходов потребления	1,50	-	1,50
Опасные отходы			
Буровой шлам	647,01	-	647,01
Отработанный буровой раствор	574,7	-	574,7
Промасленная ветошь	0,1524	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	0,000125	-	0,000125
Не опасные отходы			
Металлом	0,0002	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	0,0015	-	0,0015
ТБО	1,50	-	1,50

Расчет количества образования отходов при эксплуатации

Металлолом

Металлолом транспортных средств

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_{\text{л}} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{\text{л}}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 2 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_{\text{л}} = 2 * 0,016 * 4,74 = 0,1517 \text{ т/год.}$$

Твердо-бытовые отходы

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром. предприятиях – 0,3м³/год, плотность отхода – 0,25т/м³.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4-80 - Образование ТБО при эксплуатации месторождения на 2024-2034г

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/год
1	Вахтовый поселок при бурении	40	0,3	365	0,25	10950
	Итого:					10950

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,089 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,089 + 0,0106 + 0,013 = 0,1126 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

где: $M_{\text{ост}}$ - расход электродов, т/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 1 * 0,015 = 0,015 \text{ т/год.}$$

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 2 ед;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 2 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000025 \text{ т/год.}$$

Таблица 4-81- Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации на 2024-2034гг

Вид отхода	Уровень опасности	на 1 год т/год	на 11 лет т/год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	1,2386
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,000275
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,015	0,165
Металлолом	Не опасные отходы	0,1517	1,6687
ТБО	Не опасные отходы	1095	12045
Всего:		1095,27	12048,073

Таблица 4-82 - Предварительные нормативы размещения отходов при эксплуатации на 2024-2034гг

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
на 2024-2034 гг			
<i>1 год</i>			
Всего	1095,27	-	1095,27
в т.ч. отходов производства	0,2793	-	0,2793
отходов потребления	1095	-	1095
<i>Опасные отходы</i>			
Промасленная ветошь	0,1126	-	0,1126
Отработанные аккумуляторы	0,000025	-	0,000025
<i>Не опасные отходы</i>			
Металлом	0,1517	-	0,1517
Огарки сварочных электродов	0,015	-	0,015
ТБО	1095	-	1095
<i>На 11 лет</i>			
Всего	12048,07	-	12048,07
в т.ч. отходов производства	3,072575	-	3,072575
отходов потребления	12045	-	12045
<i>Опасные отходы</i>			
Промасленная ветошь	1,2386	-	1,2386
Отработанные аккумуляторы	0,000275	-	0,000275
<i>Не опасные отходы</i>			
Металлом	1,6687	-	1,6687
Огарки сварочных электродов	0,165	-	0,165
ТБО	12045	-	12045

4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

Основными принципами компании проведения работ в области обращения с отходами являются:

- охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия;
- комплексная переработка или утилизация отходов в целях уменьшения количества отходов на территории участка.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- Атмосферный воздух;
- Подземные и поверхностные воды;
- Почвенно-растительный покров;
- Животный мир.

Анализ данных показал, что влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм. Уровень воздействия при образовании отходов производства и потребления будет минимальным, временным.

Охрана труда и техника безопасности при проведении работ. Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности и приниматься экзамены. Все бригады партии будут обеспечены медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств.

Буровая установка и полевой лагерь будут обеспечены противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долговременные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ.

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

4.8 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

- жидкие химреагенты хранятся в цистернах на промплощадке ГСМ;
- буровая установка монтируется с учетом розы ветров, рельефа местности, для обеспечения течения жидкостей самотеком в технологические емкости;
- отработанные масла собираются в металлические емкости и вывозятся на промышленную базу для дальнейшей регенерации;

4.9 Рекультивация земель

Согласно Земельному Кодексу Республики Казахстан ст. 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

В период строительства скважин произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении строительно-монтажных работ. После окончания бурения, испытания скважин и демонтажа оборудования исполнитель должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят(с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

5 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду проекта пробной эксплуатации месторождения Алибекмола выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе реализации проекта.

Комплексная оценка воздействия выполнена для условий штатного режима и условий возникновения возможных аварийных ситуаций.

Территория планируемой деятельности приурочена к чувствительной зоне антропогенных воздействий в котором небольшие изменения в результате хозяйственной деятельности, способны повлечь за собой нежелательные изменения в отдельных компонентах окружающей среды. Для предотвращения негативного воздействия на компоненты ОС необходимо тщательное соблюдение природоохранных мероприятий. В связи с этим, проектом предусматривались технологии и технические решения, реализация которых в наименьшей степени воздействовала бы на окружающую среду. Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, акватории воды, недра, флора и фауна района, и социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Работы по освоению месторождения являются многоэтапными, затрагивающими различные компоненты окружающей среды. Воздействия на окружающую среду на этапах различных производственных операций различны, в связи с чем, представляется целесообразным рассмотреть их отдельно.

Негативное воздействие на все компоненты природной среды по большинству этапов развития месторождения не выходит за пределы незначительного и умеренного уровня. **Умеренное и локальное** воздействие на отдельные компоненты окружающей среды прогнозируется при строительстве скважин.

Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, недра, флора и фауна района, социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Таблица 5-1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины

№ п/п	Факторы воздействия	Компоненты окружающей среды				
		Атмосфера	Геологическая среда	Фауна	Флора	Птицы
1	Физическое присутствие (шум, вибрации, свет)			✓		✓
2	Работа дизель-генераторов	✓		✓		✓
3	Проходка скважин	✓	✓	✓	✓	
4	Освоение скважин	✓	✓	✓	✓	✓
5	Отходы производства и потребления (в местах утилизации)	✓	✓			

Положительных интегральных воздействий на компоненты природной среды при реализации проекта не ожидается.

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет заключить, что реализация проекта при условии соблюдения проектных технологических решений не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду. В то же время реализация проекта окажет значительное положительное воздействие на социально-экономическую сферу, приведет к повышению уровня жизни значительной группы населения.

Планируемая реализация проекта желательна с точки зрения социально-экономической.

5.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для выполнения планируемых работ. На основе запланированных работ в была проведена инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работах.

В системе нормирования вредных выбросов в атмосферу рассматриваются вещества, образующиеся в результате производственной деятельности. От стационарных источников выбросов при оценке работ на контрактной территории в атмосферу выбрасываются 23 наименований вредных веществ.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения, выполнено с учетом действующих методик и паспортов действующего оборудования, расходов сырья и материалов.

по 1 варианту разработки:

- при бурении 1 вертикальной скважины - **342,53758 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-1 - **280,9614т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-2 - **307,89087 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **802,31288т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **838,50907т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **858,79998т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **938,53426т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **980,94237т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **944,21309т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **929,37733т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **911,55642т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **900,29523т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **903,25028т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **869,72613т/год.**

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при бурении 1 вертикальной скважины - **342,53758 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-1 - **280,9614т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-2 - **307,89087 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **660,66735т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **696,8628т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **719,38015т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **797,6813 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **840,10382 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **803,35849 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **788,52342 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **770,70354 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **759,44249 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **883,8905 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **728,87432т/год.**

по 3 варианту разработки:

- при бурении 1 вертикальной скважины - **342,53758 т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-1 - **280,9614т/год;**
- при бурении горизонтальной скважины Г-2 - **307,89087 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **660,66735т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **696,8628 т/год;**

- при эксплуатации месторождения в 2026г - **713,69272 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **788,53196 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **827,42273 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **791,534 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **777,5202 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **761,09671 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **749,93339 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **875,12509 м/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г - **721,02762 м/год.**

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;
- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки промышленных сточных вод, содержащих сероводород;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.

Таблица 5-2 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Ограниченное 2	Среднее 2	Слабое 2	Низкая значимость 8
при освоении				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Выбросы ЗВ в атмосферу от факельной установки	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
при пробной эксплуатации				
Выбросы ЗВ в атмосферу от факельной установки	Локальное 1	Продолжительное 3	Умеренное 3	Воздействие средней значимости

Природоохранные мероприятия. При проведении работ с минимальными (рассчитанными) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 5000м от площадки буровой, с учетом розы ветров.

Вывод: В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как *ограниченное, продолжительное* и *умеренное* по воздействию.

5.2 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Источниками загрязнения подземных вод при разработке нефтяных месторождений могут быть: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий, участков хранения нефти и пластовых вод.

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 5-3 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
при пробной эксплуатации				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Продолжительное 3	Умеренное 3	Средняя значимость 18

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горными породами. К этим процессам относятся фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами – фильтрация, которая определяет возникновение поглощений бурового раствора и нефтегазопроявлений, глинизацию стенок скважины, коагуляцию пристволенной зоны продуктивных пластов, разуплотнение и набухание глинистых отложений и многие другие явления, существенно влияющие на качество буровых работ и безаварийные условия проводки скважин.

Буровые растворы играют немаловажную роль в загрязнении недр, однако, процент поглощения бурового раствора может быть сведен к минимуму, так как параметры бурового раствора на этапе проектирования подбираются и поддерживаются в процессе бурения таким образом, чтобы предотвратить поглощение.

При проходке нефтесодержащих интервалов, отходы бурения сильно загрязнены нефтью и нефтепродуктами, которые являются сильными токсикантами для объектов гидро- и литосферы. Кроме того, материнская порода, входящая в состав бурового шлама, как правило, характеризуется наличием тяжелых металлов – свинца, олова, цинка и т.д. С экологических позиций в данном проекте технически правильно выбран безамбарный метод бурения, который позволяет свести к минимуму нагрузку на подземные воды.

Отработанные буровые растворы отправляются в специальную емкость, где подвергаются осветлению и повторному использованию в технологическом процессе. Остатки бурового раствора и шлам будут утилизироваться в емкость, а впоследствии вывозиться с территории участка бурения. Буровые сточные воды будут использованы в оборотном техническом водоснабжении буровой. При идеальном соблюдении этих технологических моментов воздействия со стороны отходов бурения будут минимальны.

Однако при проходке скважин возможно поглощение бурового раствора в глубокие водоносные горизонты. Это воздействие будет носить локальный кратковременный характер. С целью исключения этого воздействия необходимо строгое выполнение регламентированных проектом решений.

Освоение скважин

При освоении скважин основными факторами загрязнения подземных вод являются:

- межпластовые перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам;
- узлы, блоки и системы скважин (фонтанная арматура, продувочные отводы, выкидные линии);
- собственно продукты, получаемые при испытании (нефть, газ, конденсат) и пластовые воды;
- дополнительное загрязнение пластов при ГРП;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).

Наиболее значительными может являться загрязнение подземных вод при межпластовых перетоках по затрубным пространствам.

В настоящее время общепринята точка зрения о том, что основной причиной возникновения перетоков по затрубным пространствам является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Для предотвращения перетоков по затрубным пространствам необходимо применять седиментационно-устойчивые тампонажные растворы, тампонажные растворы с высокой изолирующей способностью. Техническим проектом строительства и бурения эксплуатационных скважин предусмотрено применение тампонажных растворов, адаптированных к условиям района проведения работ.

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленная на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при пробной эксплуатации месторождения Алибекмола предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;

- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
- повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохранных зон;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;
- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.
- качество и содержание в поверхностных водах различных компонентов должно соответствовать требованиям, указанным в «Правилах охраны поверхностных вод РК»: на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов; запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5; в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных; количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;

• обязательное проведение мониторинговых исследований речной (поверхностной) воды (минимум 1 раз в год).

Остаточные последствия. Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

Выводы: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как *ограниченное*, во временном как *продолжительное* и по величине как *умеренное*.

5.3 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- строительство добывающих скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 5-4 - Анализ воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5	6
при строительстве скважин					
При бурении	Разрушения массива горных пород, поступления в подземные горизонты буровых растворов	ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
Движения спецтехники по площади	Нарушения верхней части геологической среды	ограниченное 2	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 4
при пробной эксплуатации					
Возможные разливы ГСМ	поступления в подземные горизонты углеводородов	ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

- пластовых перетоков в затрубном пространстве при нарушении цементаци;
- нарушения конструкции фонтанной арматуры;
- дополнительного загрязнения пласта при ГРП;
- аварийных выбросов и сбросов продуктов испытания скважин – пластовых флюидов, тампонажных смесей;
- аварийных разливов ГСМ и других опасных материалов.

При испытании предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны.

Заколонные проявления после цементирования обсадных колонн являются одним из распространенных осложнений процесса бурения и испытания скважин. Затрубные

проявления (перетоки) в скважинах возникают и развиваются в различные промежутки времени после окончания цементирования обсадных колонн и носят непостоянный характер.

Возникновение межпластовых перетоков связывают с наличием давления между пластами, основной причиной которого является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора. Снижение давления тампонажного раствора происходит в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Местом заколонных проявлений могут быть: по мнению одних исследователей – тампонажный раствор (камень), по мнению других – остатки невытесненного бурового раствора, его фильтрационная корка, третьих – зоны контакта цементного камня с породой и колонной.

Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземных флюидов, в особенности нефти.

В техническом проекте разработаны мероприятия по охране недр, включая мероприятия по ликвидации последствий, связанных с возникновением нефтегазопроявлений, поглощением бурового и цементного растворов. Описание возможных аварийных ситуаций на буровых в процессе проведения бурения и рекомендации по способам их предупреждения и ликвидации приведены также в техническом проекте.

Основное воздействие на состояние геологической среды в период строительства будет проявляться в локальном нарушении сплошности недр и кратковременном изменении геотермального режима грунтов. Учитывая узколокальный характер воздействия и кратковременность данного воздействия, его можно считать допустимым.

Природоохранные мероприятия:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

Выводы: Воздействие на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как *ограниченное*, во временном как *кратковременное* и по интенсивности, как *умеренное*.

5.4 Оценка воздействия на почвенный покров

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;

- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеуказанных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах нефти, пластовых вод, с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории нефтепромыслов, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Разбуривание, нефтяных скважин является экологически опасным видом работ, который сопровождается различного рода техногенными нарушениями компонентов окружающей среды. Воздействие обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом происходит загрязнение почвы, грунтов, горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутрипластовых перетоков.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

Как известно бурение скважин неизбежно связано с образованием значительных объемов отходов, к которым относятся соленасыщенный отработанный буровой раствор, буровой шлам, сточные воды. Токсичность всех этих отходов определяется составом бурового реагента, составом материнской породы, наличием нефти в пласте составом пластовых вод. В составе отработанного бурового раствора, бурового шлама, буровых сточных вод обычно отмечается повышенное содержание органических веществ всех классов, в т.ч. нефти и нефтепродуктов, растворимых солей, мелкодисперсных и коллоидных фракций, большое количество тяжелых металлов.

Таблица 5-5 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Среднее 2	низкой значимости 4
Воздействие на качество изымаемых земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Механические нарушения почвенного	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

покрова при бурении скважин				
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1
при пробной эксплуатации				
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Продолжительное 3	Незначительное 1	низкой значимости 3
Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Природоохранные мероприятия

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв, должен включать 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 разлива 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.

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как **умеренное, ограниченное и кратковременное**.

5.5 Оценка воздействия на растительность

На состояние растительности территории, оказывают воздействие как природные так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

- природные (климатические, эдафические, литологические, и др.);
- антропогенно-природные или антропогенно-стимулированные (опустынивание, засоление);
- антропогенные (выпас, строительство и др.).

Природные процессы неразрывно связаны с ландшафтно-региональными физико-географическими условиями. Если их рассматривать отдельно, они наиболее стабильны, имеют четкие закономерности развития и не приводят к деградации растительности (исключая стихийные бедствия и катастрофы). Природная динамика растительности имеет характер циклических флуктуации или сукцессии, так как за длительный исторический период эволюционного развития растения адаптировались к конкретным условиям среды обитания.

В разных типах экосистем природные смены (флуктуации, сукцессии) растительности протекают по-разному и имеют свои закономерности. Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким

распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельности человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое загрязнение окружающей природной среды, повреждение растительности и других компонентов экосистем (почвы, животного мира и др.). Антропогенные смены протекают более быстрыми темпами и ускоряют природные и антропогенно-природные процессы. Взаимодействие антропогенно-стимулированных, антропогенных и природных процессов стимулируют развитие процесса опустынивания данной территории. По степени воздействия на экосистемы территории, выделяются следующие антропогенные факторы:

1. Транспортный (дорожная сеть) – линейно-локальный необратимый вид воздействия, характеризующийся полным уничтожением растительного покрова по трассам дорог запыленным и химическим загрязнением растений вдоль трасс. Наиболее сильно выражен вблизи объектов месторождения и населенных пунктов из-за сгущения дорог.

2. Промышленный (разведка и добыча нефти) – локальный вид воздействия с сильной степенью нарушенности экосистем в радиусе 100-1000м (запыление растительного покрова, очаги химического загрязнения в результате разливов нефтепродуктов и других химреагентов, тотальное уничтожения травостоя).

Территориальные экологические последствия влияния этих факторов не равноценны. Кроме этого повсеместно экосистемы испытывают влияние многих факторов одновременно, но интегральный, кумулятивный эффект этих воздействий неодинаков и зависит от исходного состояния и потенциальной устойчивости растительности конкретных участков.

Помимо санкционированного участка отчуждения по территории будет наезжена сеть несанкционированных дорог. Это приведет к дополнительным площадям с деградированной растительностью. Чем шире будет сеть наезженных дорог, тем больше вероятности расширения очагов опустынивания.

Территории, в настоящее время, представленные естественной зональной растительностью могут подвергнуться сильным антропогенным воздействиям. Учитывая опыт бурения добывающих скважин, можно сказать, что непосредственно вокруг скважин растительный покров будет полностью уничтожен в радиусе 100-200м. Это механическое воздействие связано со снятием слоя почвы для выравнивания поверхностей, крепления конструкций и прокладки труб, установки жилых и технических сооружений и т.д. В связи с этим, вокруг промышленных площадок будет полностью нарушен морфологический профиль почв. Такие участки длительное время не зарастают. При прекращении непосредственного воздействия (до 3-х месяцев) на второй-третий год начнется постепенное зарастание. Пионерные группировки этих видов неустойчивы в пространстве и во времени, поэтому уязвимы к любым видам антропогенного воздействия.

Резюмируя вышеизложенное, следует сказать, что проведение работ по пробной эксплуатации отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;
 - обустройстве площадки (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, строительство вахтового поселка, внутрипромысловых трубопроводных систем).
2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:

- загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
- запылении придорожной растительности;
- бурении скважин.

Таблица 5-6 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Снятие растительного покрова	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Слабое 2	низкой значимости 4
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
при пробной эксплуатации				
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Природоохранные мероприятия

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- провести мониторинг орнитофауны.

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как *умеренное, ограниченное и кратковременное*.

5.6 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 местообитание при проведении работ по строительству скважин, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, 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.

Таблица 5-7 - Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
при пробной эксплуатации				
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	Продолжительное 3	Слабое 2	низкая значимость 6

Природоохранные мероприятия. Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель;
- провести мониторинг животного мира.

5.7 Радиационная обстановка

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением «Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности"»

Утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020 и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

Исходя из геолого-геоморфологических условий района исследований, первично природная радиационная обстановка соответствует относительно низкому уровню радиоактивности, характерному для селитебных территорий равнинных ландшафтов.

5.8 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

Шум. Технологические процессы проведения оценочных работ являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время строительных работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3 восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для 3 периодов жизнедеятельности проводят по разности между фактическими и допустимыми уровнями звука в дБА. Для этого находят три значения разностей уровней и по таблице соответствующие им превышения допустимых доз для каждого периода. Среднесуточную дозу определяют делением суммы парциальных доз на 3 (количество периодов суток).

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

На контрактной территории оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

В соответствии с требованиями Приказа Министра национальной экономики РК № *ҚР ДСМ-15 от 16 февраля 2022 года «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»* предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБА.

Шумовое воздействие автотранспорта. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука – 89дБ (А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше – 91 дБ (А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Электромагнитные излучения. Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными документами.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Вибрация. Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведения буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

Исследуемая территория административно находится в Актыбинской области. Проводимые работы способствуют:

- организации современной инфраструктуры;
- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 5.8.

Таблица 5-8 - Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта

Тип воздействия при реализации проекта	Компонент социально-экономической среды
Стимуляция экономической активности, развитие конкуренции, создание новых видов производств	Экономика
Сохранение старых и создание новых рабочих мест	Трудовая занятость
Улучшение медицинского обслуживания, повышение уровня жизни	Здоровье населения
Стимуляция научно-прикладных разработок и исследований, рост потребности в квалифицированных кадрах	Образование и научная сфера
Улучшение демографической ситуации в связи с ростом уровня жизни	Демографическая ситуация
Повышение доходов населения в связи со стабильной высокооплачиваемой работой	Доходы населения
Материальная поддержка культурных мероприятий, сохранение исторических памятников	Культурная среда
Повышение уровня инфляции за счет удорожания земли, жилья, услуг	Инфляция

Интегральная оценка воздействия на социально-экономические аспекты реализации проекта приведена в таблицах 5.9.

Таблица 5-9 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты

Компонент социально-экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка воздействия
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний (+)	Положительное
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный (+)	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Сильный (+)	
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Средний (+)	
Доходы населения	Рост доходов в связи с созданием рабочих мест и увеличением уровня заработной платы	Средний (+)	Положительное
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый (-)	Низкое

Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный (+)	Положительное
Экономика	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный (+)	Положительное
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный (+)	Положительное
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный (+)	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный (+)	Положительное

Положительные аспекты интегрального воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта отмечаются для большинства рассматриваемых аспектов, отдельные негативные моменты не выходят за пределы **низкого** уровня воздействия.

Природоохранные мероприятия. Требуется частичная разработка природоохранных мероприятий по рекультивации использованных земель при ликвидации скважин.

Вывод: Пробная эксплуатация на контрактной территории оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

5.10 Состояние здоровья населения

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствует.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – **временное** при бурении, при пробной эксплуатации – **продолжительное**.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как **минимальный**.

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки организацию системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды.

Вывод: В целом воздействие при пробной эксплуатации месторождения Алибекмола на состояние здоровья населения может быть оценено, как **минимальное, и продолжительное**.

5.11 Охрана памятников истории и культуры

Территория Западного Казахстана в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия только началось и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизации, несомненно, выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

Состояние памятников в основном неудовлетворительное, разрушения происходят из-за естественного старения материала, воздействия атмосферных осадков, влияния техногенной деятельности.

Памятники истории и культуры охраняются государством. Ответственность за их содержание возлагается на местные организации, учреждения и хозяйства, в ведении или на территории которых они находятся.

Характер воздействия. Ввиду отдаленности района проведения работы от памятников истории и культуры непосредственное воздействие отсутствует.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

5.12 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылается ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН.

После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи.

Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления – контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге, контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.
- установка в стволах скважин клапанов–отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

5.13 Оценка воздействия на особо охраняемые территории

В Актыбинской области на территории Мугалжарского района расположен песчаный массив Кокжиде. Песчаный массив Кокжиде является уникальным и единственным крупным резервуаром подземных ультрапресных вод в Актыбинской области. Водоносный комплекс приурочен к отложениям альбского возраста, минерализация подземных вод в многолетнем разрезе изменяется от 0,13 до 0,37 г/л. Общие эксплуатационные запасы месторождения подземных вод Кокжиде составляют 196,5 тыс. м³/сутки.

Расстояние от точек расположения планируемых к бурению скважин *до песков «Кокжиде»* составляет:

- от ВУ-3 – 5088м;
- от ВУ-4 – 5276м;
- от ВУ-5 – 4760 м;
- от ВУ-6 – 5660 м.

Постановлением акимата Актыбинской области от 14.03.2016г. №96 ТОО «Алибекмола Оперейтинг» предоставлено право временного возмездного землепользования земельным участком в Мугалжарском районе площадью 976,4га с целевым назначением: бурение и эксплуатация скважин углеводородного сырья с объектами инфраструктуры и обустройства месторождения «Алибекмола ». (копия акта прилагается в приложении). При этом, постановлением акимата Актыбинской области от 23.01.2013г.№7 был создан особо охраняемая природная территория (ООПТ). Государственный природный комплексный заказник местного значения «Кокжиде - Кумжарган». Согласно Паспорту указанной ООПТ, утвержденному приказом Управления природных ресурсов и регулирования недропользования Актыбинской области от 02.12.2015г. № 139 и зарегистрированному приказом Комитета лесного хозяйства и животного мира от 11.03.2016г. № 74, «Пески Кокжиде» и «Подземные воды месторождения Кокжиде» входят в перечень объектов государственного природно-заповедного фонда Заказника.

Согласно постановлениям Правительства Республики Казахстан от 18.11.2010г. № 1212 и от 28.09.2006г. № 932 «Пески Кокжиде» и «Подземные воды месторождения Кокжиде» являются объектами природно-заповедного фонда республиканского значения.

Согласно пункту 1 статьи 14 Закона Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» (далее – Закон об ООПТ) особо охраняемые природные территории в зависимости от значимости объектов государственного природно-заповедного фонда относятся к категории республиканского или местного значения.

Таким образом, поскольку в составе Заказника местного значения находятся объекты государственного природно-заповедного фонда республиканского значения, Заказник также должен быть отнесен к категории республиканского значения. Однако, он отнесен к категории местного значения.

Согласно части 2, пункта 3 статьи 22 Закона об ООПТ **ограничения в пределах территории государственных природных заказников любой деятельности, отрицательно влияющей на состояние и восстановление экологических систем данного заказника и находящихся на нем объектов государственного природно-заповедного фонда, вносятся обременением на земельные участки собственников земельных участков и землепользователей и учитываются в землеустроительной документации.**

Вместе с тем, согласно выданному Акту на право землепользования на землях, по которым предоставлено право временного землепользования указанные обременения отсутствуют. Имеется лишь следующее ограничение и обременение: «соблюдать требования по использованию земельного участка в водоохранной зоне реки Жем, право проезда к объектам». Копий протоколов МВК, а также согласования с контролирующими органов прилагается в приложении.

Песчаный массив Кокжиде является уникальным и единственным крупным резервуаром подземных ультрапресных вод в Актыбинской области. Водоносный комплекс

приурочен к отложениям альбского возраста, минерализация подземных вод в многолетнем разрезе изменяется от 0,13 до 0,37 г/л. Общие эксплуатационные запасы месторождения подземных вод Кокжиде составляют 196,5 тыс. м³/сутки.

На сегодняшний день Акиматом Актюбинской области начались работы по определению контура запасов подземных пресных вод.

Согласно Постановлению Акимата Актюбинской области и акта на землепользование ТОО «Алибекмола Оперейтинг» имеет права временного возмездного землепользования земельным участком общей площадью 976,47 гектаров для бурения и эксплуатации скважин углеводородного сырья с объектами инфраструктуры и обустройства месторождения «Алибекмола» в Мугалжарском районе сроком до 5 декабря 2038 года (Копия Постановление Акимата Актюбинской области и акт на землепользование прилагается в Приложении).

Рассматриваемый объект находится на левом берегу реки Жем, где не распространены «Пески Кокжиде».

Для предотвращения возможных отрицательных воздействий геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых на окружающую среду и объектов государственного природно-заповедного фонда природопользователю ТОО «Алибекмола Оперейтинг» планирует проводить **следующие мероприятия:**

- транспортировка химических материалов производится исключительно в специальных емкостях, предотвращающих их попадание в окружающую среду;
- исключения изменения естественного облика природных ландшафтов, нарушение устойчивости экологических систем. ТОО «Алибекмола Оперейтинг» ежеквартально проводит производственный экологический мониторинг по параметрам природной среды.
- захоронение отходов производства и потребления, а также радиоактивных материалов не допускается. Все отходы производства и потребления вывозятся согласно договору со специализированной организацией.
- не применять потенциально опасные химические и биологические вещества, не осуществлять вредных физических воздействий на окружающую среду;
- проведение ежеквартального мониторинга за текущим состоянием горизонтов подземных пресных вод песчаного массива Кокжиде в пределах горного отвода месторождения Алибекмола из 15 наблюдательных скважин.

Характер воздействия планируемых работ носит локальный характер. По длительности воздействия при бурении – **кратковременное**.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как **умеренный**.

Вывод: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта оценивается: в пространственном масштабе как **локальное**, во временном, как **при бурении – кратковременное**.

6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Осуществление производственной программы по строительству скважин требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе бурения скважин играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- технологический процесс бурения.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважины или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате сжигания породоразрушающего инструмента;
- разрушение бурильных труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопрооявления.

К возможным аварийным ситуациям при проведении работ в объекте следует отнести:

- механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей, и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных под землей, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод и образование заболоченности. При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

- порыв технологических трубопроводов и трубопроводов транспорта готовой продукции;
- нарушение герметичности аппаратов.

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

- механическое повреждение подземных трубопроводов системы нефти и газосборных сетей при несанкционированных земляных работах в охранной зоне трубопроводов, что маловероятно;
- нарушение графика контроля за техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов на проектируемых площадках.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности

трубопроводов, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылаются ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН. После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи. Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления - контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В систему экологического мониторинга входят наблюдения за состоянием элементов биосферы и наблюдения за источниками и факторами антропогенного воздействия.

Главная задача в проведении мониторинга заключается в проведении наблюдений таким образом, чтобы охватить весь блок экологического мониторинга, включающий наблюдения за меняющейся составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.

Мониторинг территории участка работ - это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе пробной эксплуатации на месторождении Алибекмола. Блок-схема проведения мониторинга представлена на рис. 8.1.

Источниками воздействия являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения работ;
- отходы производства;
- площадки размещения отходов.

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

- мониторинг состояния промышленных площадок бурения и эксплуатации скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния биосферы;
- мониторинг состояния здоровья персонала.



Рисунок 7.1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

Состояние промышленных площадок при бурении скважин несет в себе информацию

о состоянии загрязненности территории.

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными или аттестованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования

Контрактная территория представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) и трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в том числе с токсичными и химически агрессивными, с высоким давлением и температурой.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим необходим периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный постоянный осмотр оборудования (перед сменой);
- тестирование приборов.

7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенный растительный покров;
- животный мир.

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации (хранения) отходов.

7.4 Мониторинг состояния биосферы

При строительстве скважин, приоритетным направлением является наблюдение за поведением технологического процесса в окружающей среде и его влияние на природную среду.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ по бурению скважин приведет к изменениям следующих экосистем:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- растительно-почвенный покров;
- радиэкологическая обстановка.

Контроль за соблюдением установленных нормативов ПДВ должен проводиться на границе санитарно-защитной зоны и в жилой зоне.

Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам. Мониторинг за состоянием природных экосистем необходимо проводить ежеквартально.

7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического мониторинга на блоке определяются следующими задачами.

Оборудования для проведения мониторинга природных сред. Мониторинг природных сред включает проведение наблюдений за состоянием окружающей среды у скважин и промышленных площадок.

Список измеряемых параметров и необходимых проб при проведении мониторинга приведен в табл. 7.1.

Таблица 7-1 – Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура (°C)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO ₂)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO, NO ₂)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура (°C)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость (‰)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Ph-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК (мгО ₂ /л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn, (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

7.6 Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам Республики Казахстан.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия - производителя работ.

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Казахстана «Об охране окружающей среды», нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и местными исполнительными органами. Период контроля на блоке составляет один раз в год.

8. НЕТЕХНИЧНОЕ РЕЗЮМЕ

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «Казахойл Актобе» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Согласно Заклучению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности

KZ от **2024г** на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола » необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду **обязательна.**

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Месторождение Алибекмола в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Месторождение Алибекмола расположено в 245 км от города Актюбинска. Ближайший населенный пункт - пос. Алибекмола находится в 1,5 км (рис. 1.1) и пос. Жагабулак.

В орографическом отношении описываемый район работ расположен в пределах Предуральяского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +140 м до +260 м и повышаются с запада на восток, от правобережья р. Эмба в сторону Мугаджарских гор.

Железнодорожный узел Эмба находится около 120 км к северо-востоку от площади Алибекмола. Сообщение с городом Актобе, а также с нефтепромыслами Кенкияк и Жанажол осуществляется по шоссейной дороге. В непосредственной близости, в 5 км к северо-востоку, находится разрабатываемое месторождение Жанажол, где построен базовый поселок нефтедобытчиков и действует небольшой завод по получению серы из растворенного в нефти газа.

Транспортировка добываемой нефти от месторождения Алибекмола до промысла Кенкияк осуществляется по нефтепроводу и далее по магистральному нефтепроводу, который проходит на расстоянии 100 км - до города Орск (Россия).

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 40⁰С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 40⁰С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15⁰С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 24⁰С.

До 2000г месторождение находилось в консервации, а с 2000г недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», лицензию на право пользования недрами в РК серии ГКИ №1009 (нефть) от 19.10.1998г.

Месторождение Алибекмола приурочено к одноименному поднятию, расположенному в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Открыто в 1987 г. производственным геологическим объединением «Актюбнефтегазгеология». При испытании карбонатной пачки КТ-II в параметрической скважине П-4 получен фонтанный приток нефти дебитом до 90 м³/сут.

Недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», которое осуществляет деятельность на основании лицензии на право пользования недрами серии ГКИ №993 (нефть), выданной 19.10.1998г.

Первый отчет по подсчету запасов месторождения был подготовлен институтом КазНИГРИ и утвержден ГКЗ РК в 1994г (протокол №21 от 24.11.1994г). Начальные геологические запасы нефти – 129481,9 тыс.т., извлекаемые – 55049,5 тыс.т. Запасы растворенного газа – 31734,5 млн.м³, извлекаемые 13937,2 млн.м³.

В 2001г институтом «НИПИнефтегаз» составлен проект пробной эксплуатации месторождения [9], в котором было запланировано бурение 6 опережающих добывающих скважин и ввод в эксплуатацию 2 разведочных скважин.

В 2002г институтом «Гипровостокнефть» (Россия, г.Самара) составлена и утверждена ЦКР РК (протокол №20 от 25.12.2002г) «Технологическая схема разработки месторождения Алибекмола» [10]. Из-за слабой изученности северной части месторождения Техсхема была принята ЦКР только для его южной части. В то же время ЦКР рекомендовала недропользователю выполнить доразведку северной части месторождения и в 2005г, после реализации рекомендаций ЦКР, институтом АО НИПИ

«Каспиймунайгаз» был подготовлен проект «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Алибекмола» [12], утвержденный ЦКР РК (протокол №35 от 21.09.2005г).

Согласно требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2] ежегодно, начиная с 2004 года, проводится «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Алибекмола».

В 2007г по результатам бурения новых скважин и промышленной разработки месторождения, институтом «Каспиймунайгаз» был подготовлен отчет по «Пересчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Алибекмола» [14] по состоянию на 01.01.2007г и утвержден Протоколом ГКЗ РК №647-07-У от 24.12.2007г.

В 2008г на основе пересчитанных запасов, была составлена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Алибекмола» [15] и утверждена ЦКР РК.

На данный момент месторождение разрабатывается согласно утвержденному IV варианту УТС.

В 2010г для контроля разработки месторождения был составлен и принят ЦКРР отчет «Авторский надзор за реализацией Уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола на 01.01.10г» [17], в рамках которого уточнялись прогнозные технологические показатели разработки до 2013г.

В 2012г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» при содействии ТОО “Timal Consulting Group” был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [19] по состоянию на 01.01.2012г, рассмотренного на ЦКРР РК, в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки.

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [20] и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были скорректированы программа работ и уровни добычи.

В 2016г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией УТС месторождения Алибекмола» [21] силами ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были даны соответствующие рекомендации по дальнейшей разработке и скорректированы технологические показатели разработки и программа ГТМ на ближайший период.

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Алибекмола» [22] и рассмотрен на заседании ЦКРР РК, в рамках которого были скорректированы программа работ и уровни добычи.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №14/11 от 03-04.10.2019г) с проектными показателями разработки на 2020-2022гг [24].

На основе уточненной в результате бурения новых пробуренных скважин геологической модели и полученной дополнительной геолого-геофизической информации, в совокупности с материалами переобработки и переинтерпретации сейсмических материалов

ЗД, выполненный в 2018 г. Китайским институтом «Бюро нефтяной разведки Чжунюань СИНОПЕК» совместно с филиалом ТОО «НИИ ТДиБ «КМГ» «Каспиймунайгаз» в 2020г был выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов ...» (Протокол ГКЗ №2297-21-У от 15.04.2021г).

В рамках пересчета запасов в целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по категории В+С₁ в сравнении с Государственным балансом уменьшились на 2951 тыс.т (2,6%), извлекаемые запасы нефти уменьшились на 13084 тыс.т (30,8%).

На основе новых утвержденных запасов составлен проект «Проект разработки месторождения Алибекмола», согласованный ЦКРР РК (Протокол №18/10 от 14 октября 2021г) с утверждением технологических показателей по 3 рекомендуемому варианту разработки на период с 2021-2022гг.

В 2022г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Анализ разработки...» по состоянию 01.01.2022г, в рамках которого были уточнены технологические показатели по 3 рекомендуемому варианту на период 2023-2024гг. (Протокол ЦКРР РК № 30/8 от 28.08.2022г).

В 2023г согласно рекомендации ЦКРР был выполнен отчет «Пересчет извлекаемых запасов растворенного газа в нефти месторождения Алибекмола» (Протокол ГКЗ РК №2591-23-У). В целом по месторождению извлекаемые запасы растворенного в нефти газа увеличились на 12 040 млн.м³ (+189,4%). Таким образом извлекаемые запасы газа в целом по месторождению составили 18 396 млн.м³.

Действующим документом на разработку является «Проект разработки месторождения Алибекмола», согласованный ЦКРР РК (Протокол №18/10 от 14 октября 2021г) с утверждением технологических показателей по 3 рекомендуемому варианту разработки на период с 2021-2022гг. В 2023г согласно рекомендации ЦКРР был выполнен отчет «Пересчет извлекаемых запасов растворенного газа в нефти месторождения Алибекмола» (Протокол ГКЗ РК №2591-23-У). В целом по месторождению извлекаемые запасы растворенного в нефти газа увеличились на 12 040 млн.м³ (+189,4%). Таким образом извлекаемые запасы газа в целом по месторождению составили 18 396 млн.м³. Настоящее «Дополнение к проекту разработки» составлено с целью разработки обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, внедрения новых технологий для повышения нефтеотдачи и усовершенствования системы разработки, которые ранее не были предусмотрены в рамках действующего проектного документа.

Численность населения Актюбинской области на 1 марта 2024 года составила **940,9** тыс. человек, в том числе **705,4** тыс. человек (**75%**) – городских жителей и **235,5** тыс. человек (**25%**) – сельских жителей.

Данный отчет представляет собой проект отчет к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Алибекмола».

В настоящем проекте были рассчитаны 3 варианта разработки для каждого объекта, отличающиеся между собой количеством скважин, датой ввода их в эксплуатацию, расстоянием между скважинами, разработкой на естественном режиме и с применением системы ППД.

Первый вариант разработки

Первый вариант – базируется на утвержденном варианте разработки и предполагает дальнейшее разбуривание залежи, путем ввода из бурения 43 добывающих скважин в период 2025-2039гг, из которых 40 вертикальных и 3 горизонтальные, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 8 добывающих скважин, проведение ГТМ по идентификации добычи нефти в том числе 9 СКО, 2 ГРП. С целью ввода возвратных объектов КТ-I и МКТ в разработку предусмотрен ПВЛГ 17 добывающих скважин в 2031 и 2040гг, а также реализация системы ППД на возвратном объекте КТ-I, путем перевода под нагнетание 10 скважин. Учитывая развитую сеть трещин Южного и Северного сводов в действующем проектном документе, предусматривалась реализация рядной системы разработки, которая позволяет снизить риски

прорыва закачиваемых вод. В неразбуренной части Северного свода предусмотрена обращенная пятиточечная система заводнения.

Второй вариант разработки (рекомендуемый)

Согласно 2 варианту, оптимизирована программа бурения, количество скважин которой соответствует «ПР-2021г». С учетом фактической ситуации, анализа текущего состояния разработки и выработанности запасов, пересмотрен порядок ввода скважин, предполагающий ввод в эксплуатацию в первую очередь скважины расположенные в пределах сосредоточения наибольших остаточных запасов, максимальных нефтенасыщенных толщин и зон с низким уровнем обводненности. Таким образом, в рамках 2 варианта, предполагается ввод из бурения 39 скважин, из которых 37 вертикальных и 2 горизонтальные, проведение ГТМ аналогично адресной программе 1 варианта, а также реализация рядной системы заводнения на Южном склоне, путем перевода под нагнетание 8 скважин. Ввод возвратных объектов в разработку также как и в 1 варианте предусмотрен в 2031-2040гг, путем перевода 17 скважин на возвратные объекты КТ-I и МКТ.

Третий вариант разработки

В рамках 3 варианта разработки предусмотрено сокращение объемов бурения с целью уменьшения капитальных затрат и повышения рентабельности. Таким образом бурение включает 25 добывающих скважин, с учетом порядка ввода скважин в принятого в рамках 2 варианта, а также проведение ГТМ аналогично 2 варианту разработки. Порядок ввода возвратных объектов в разработку аналогичен рассмотренному в рамках 2 варианта.

По расчетным данным проекта на месторождении Алибекмола стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 варианту разработки:

при бурении 1 вертикальной скважины - 342,53758 т/год;
 при бурении горизонтальной скважины Г-1 - 280,9614т/год;
 при бурении горизонтальной скважины Г-2 - 307,89087 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2024г - 802,31288т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2025г - 838,50907т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2026г - 858,79998т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2027г - 938,53426т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2028г - 980,94237т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2029г - 944,21309т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2030г - 929,37733т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2031г - 911,55642т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2032г - 900,29523т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2033г - 903,25028т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2034г - 869,72613т/год.

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

при бурении 1 вертикальной скважины - 342,53758 т/год;
 при бурении горизонтальной скважины Г-1 - 280,9614т/год;
 при бурении горизонтальной скважины Г-2 - 307,89087 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2024г - 660,66735т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2025г - 696,8628т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2026г - 719,38015т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2027г - 797,6813 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2028г - 840,10382 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2029г - 803,35849 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2030г - 788,52342 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2031г - 770,70354 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2032г - 759,44249 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2033г - 883,8905 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2034г - 728,87432т/год.

по 3 варианту разработки:

при бурении 1 вертикальной скважины - 342,53758 т/год;
 при бурении горизонтальной скважины Г-1 - 280,9614т/год;
 при бурении горизонтальной скважины Г-2 - 307,89087 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2024г - 660,66735т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2025г - 696,8628 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2026г - 713,69272т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2027г - 788,53196 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2028г - 827,42273 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2029г - 791,534т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2030г - 777,5202 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2031г - 761,09671 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2032г - 749,93339т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2033г - 875,12509 т/год;
 при эксплуатации месторождения в 2034г - 721,02762 т/год.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;

- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;

- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;

- применение закрытой системы подготовки промысловых сточных вод, содержащих сероводород;

- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;

- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;

- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;

- обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.

В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как **ограниченное, продолжительное и умеренное** по воздействию.

Источниками загрязнения подземных вод при разработке нефтяных месторождений могут быть: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Алибекмола предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;

- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;

- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;

- повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.
- К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:*
- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
 - организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
 - устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
 - организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
 - организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
 - необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
 - необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использовании неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
 - если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
 - четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
 - обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохраных зон;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;
- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.
- качество и содержание в поверхностных водах различных компонентов должно соответствовать требованиям, указанным в «Правилах охраны поверхностных вод РК»: на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов; запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находится в пределах 6,5-8,5; в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных; количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;
- обязательное проведение мониторинговых исследований речной (поверхностной) воды (минимум 1 раз в год).

Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как **ограниченное**, во временном как **продолжительное** и по величине как **умеренное**.

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- строительство скважин;
- движение транспорта.

Природоохранные мероприятия:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

Выводы: Воздействие на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как **ограниченное**, во временном как **кратковременное** и по интенсивности, как **умеренное**.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв, должен включать 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 разлива 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.

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как *умеренное, ограниченное и кратковременное*.

На состояние растительности территории, оказывают воздействие как природные так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Проведение работ по разработке отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

9. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - a. трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - b. транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - c. транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;
 - d. обустройстве площадки (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, строительство вахтового поселка, внутрипромысловых трубопроводных систем).
2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:
 - загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
 - запылении придорожной растительности;
 - бурении скважин.

Природоохранные мероприятия

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- провести мониторинг орнитофауны;

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как *умеренное, ограниченное и кратковременное*.

Разработка месторождения на контрактной территории оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствует. В целом воздействие при разработке месторождения Алибекмола на состояние здоровья населения может быть оценено, как минимальное, и продолжительное.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге, контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.

- установка в стволах скважин клапанов–отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

В целом, сорменное состояние окружающей среды оценивается локальным, продолжительным, где значимость показывает низкий уровень.

ТОО «Казахойл Актобе» соблюдает все законодательные требования по защите охраны окружающей среды: ежеквартально проводится мониторинговые исследования согласно Программе производственного контроля по атмосферному воздуху, подземным и грунтовым водам, почвенного покрова и контролируется радиационный фон обстановка месторождения.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов, откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия, осуществляющие переработку, использование, обезвреживание или захоронение отходов. При организации мест временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

Мероприятия по минимизации воздействия в окружающую среду

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
 - обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
 - соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах;
- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному воздуху.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время
- работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;

- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
 - утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
 - приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
 - хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
 - обратное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование

9. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Промышленная экология. Т.А. Хван. г. Ростов-на-Дону 2003г.
- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Прогноз и контроль геодинамической и экологической обстановок в регионе Каспийского моря в связи с развитием нефтегазового комплекса, г. Москва 2000г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021г.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Классификатор отходов. Приказ Министра геологии и природных ресурсов №314 от 06.08.2021г;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» №193-IV от 18.09.2009г.;
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" Утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
- Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" Утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020;

Методические указаний и методики:

- Приказ Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение №1 - Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу

Приложение №2 –Заключение СЭС на Проект обоснование размера СЗЗ

КАЗАХСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИГИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
«Казгидромет» шаруашылық жүргізу
құқығындағы Республикалық мемлекеттік
кәсіпорынының Ақтөбе облысы
бойынша филиалы



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Филиал Республиканского государственного
предприятия на праве хозяйственного
ведения «Казгидромет» по Актобинской
области

030003, Ақтөбе қаласы, Авиатородок, 14 «В»
tel./факс: 8(7132)22-83-58, 22-54-28

исх № 34-04-18/145 от «09» 04 2024г.

Заместителю директора
филиала по производству
ТОО «КМГ Инжиниринг»
А.Г.Габдуллину

На Ваш исх. № 2105/495 от 28.03.2024г.:

Филиал РГП «Казгидромет» по Актобинской области направляет Вам климатические характеристики, роза ветров за 2023г. по Айтекебийскому, Алгинскому, Байганинскому, Иргизскому, Каргалинскому, Мартукскому, Мугалжарскому, Темирскому, Уилскому, Кобдинскому, Хромтаускому, Шалкарскому районам.

По наблюдениям метеостанции Караулкелов:

- 1.Средняя минимальная температура воздуха (наиболее холодного) является январь месяц -12,7° С
- 2.Средняя максимальная температура воздуха (наиболее жаркого) является июль месяц 32,4° С
- 3.Среднегодовая температура воздуха составляет 9,6° С
- 4.Среднегодовая скорость ветра за год составляет 3,9м/с
- 5.Количество выпавших осадков 316,4 мм

"КМГ Инжиниринг" ЖШС
(КМГИ)
Кіріс/Вход №431 от
09.04.2024
Кол. листов: 32

6. Среднемесячная скорость ветра

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
3,1 м/с	4,2 м/с	4,1 м/с	4,0 м/с	4,2 м/с	3,7 м/с	3,1 м/с	3,5 м/с	2,2 м/с	4,1 м/с

ноябрь	декабрь
5,0 м/с	5,0 м/с

7. Среднемесячная температура воздуха

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
-9,2° C	-8,4° C	5,2° C	12,6° C	19,2° C	23,6° C	26,1° C	24,2° C	16,3° C	8,3° C

ноябрь	декабрь
3,6° C	-5,2° C

По наблюдениям метеостанции Иргиз:

1. Средняя минимальная температура воздуха (наиболее холодного) является январь месяц -9,5° C
2. Средняя максимальная температура воздуха (наиболее жаркого) является июль месяц 35,5° C
3. Среднегодовая температура воздуха составляет 8,5° C
4. Среднегодовая скорость ветра за год составляет 3,6 м/с
5. Количество выпавших осадков 196,1 мм
6. Среднемесячная скорость ветра

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
3,5 м/с	3,7 м/с	3,5 м/с	4,0 м/с	3,5 м/с	3,4 м/с	3,6 м/с	3,5 м/с	3,0 м/с	3,7 м/с

ноябрь	декабрь
3,7 м/с	4,4 м/с

7. Среднемесячная температура воздуха

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь
-12,5° C	-11,1° C	4,1° C	11,3° C	19,1° C	24,3° C	27,8° C	23,9° C	15,3° C	8,6° C

"ЮМГ Инжиниринг" ЖШС
(ЮМГИ)
Кіріс/Вход №431 от
09.04.2024
Кол. листов: 32

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫ БОЙынША ФИДИАЛЫ

ТАБИИИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІНІН

«ҚАЗГИДРОМЕТ» ШАРАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ

ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ

МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНДЫ

Шығыс № 21-01-18/245

2024 ж. « 09 » 04

С П Р А В К А

На Ваш иск. №2105/495 от 28.03.2024 года, предоставляем метеорологические сведения о максимальной и средней скорости ветра о повторяемости направлений ветра(%) и график "Розы ветров" за период 2023г. по Мугоджарскому району, Актюбинской области.

Данные предоставлены по метеостанции Мугоджарская:

Год	макс. скорость ветра	шторм (число случаев)	средн. скорость ветра	Повторяемость направлений в процентах (П) и средняя скорости (С) по розам															
				С		СВ		В		ЮВ		Ю		ЮЗ		З		СЗ	
				П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С		
2023	28м/с	123	4,7м/с	2	1,7	2	1,7	35	5,5	15	4,4	6	2,3	19	4,0	10	3,8		

Директор филиала РГП "Казгидромет" по Актюбинской области

А. Саймова

вст. Ахметова М.
тел. 8(7132)22-83-70
e-mail: akzimetro.kz

Станция	Период	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Мугоджарская	2023г.	2	2	35	15	6	19	10	11



Приложение №4 – Заключение от ГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов

Приложение №5 – Заключение от МСХ «Актюбинская областная инспекция лесного хозяйства и животного мира»

Приложение №6 - Государственная лицензия

20005136



ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2020 года02177P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Қабанбай Батыра, дом № 17
БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

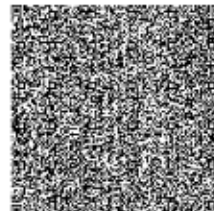
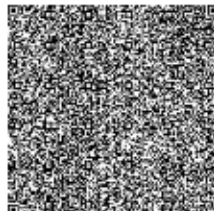
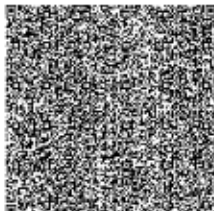
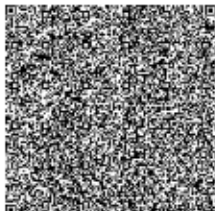
Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02177P

Дата выдачи лицензии 18.03.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Кабанбай Батыра, дом № 17, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

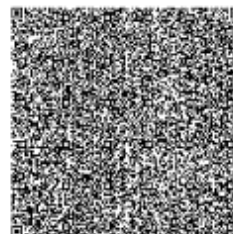
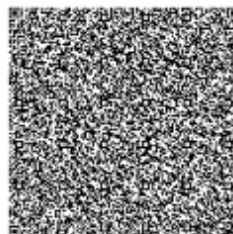
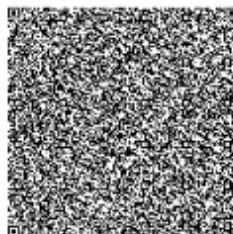
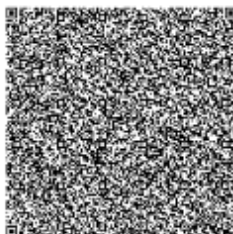
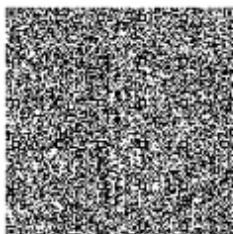
Срок действия

Дата выдачи
приложения

18.03.2020

Место выдачи

г.Нур-Султан



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» Қазақстан Республикасының 2005 жылғы 7 қытайдры Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қолға тасығыштың құжаттан
назылы біздей. Дәлелі документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2005 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.