

УТВЕРЖДАЮ:



Жунусов И.А.
2022 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

к «ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ОЦЕНОЧНЫЙ
ЭТАП) НА УЧАСТКЕ КАСКЫРБУЛАК ЮЖНЫЙ
Договор № - Р-02/2022 от 03.02.2022 г.

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

г. Алматы, 2022 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		6
1	ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	8
1.1.	Общие сведения о месторождении.....	8
1.2.	Геолого-физическая характеристика месторождения.....	10
1.2.1.	Краткая литолого-стратиграфическая характеристика.....	10
1.2.2.	Тектоника.....	12
1.2.3.	Нефтегазоносность.....	15
2.	ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	19
2.1.	Климатические условия региона. Состояние воздушного бассейна.....	19
2.1.1.	Климатические условия региона.....	19
2.1.2.	Современное состояние воздушного бассейна.....	24
2.1.3.	Гидрографическая характеристика.....	24
2.1.4.	Современное состояние водных ресурсов на месторождении.....	25
3.	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ.....	27
3.1.	Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	27
3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него.....	27
4.	ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	28
5.	ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ.....	29
5.1.	Основные проектные решения.....	29
5.2.	Выбор расчетных вариантов разработки.....	30
5.2.1.	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	33
5.2.2.	Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей.....	34
5.3.	Технологические показатели вариантов разработки.....	36
5.4.	Технико-экономические показатели вариантов разработки.....	36
5.5.	Анализ расчетных КИН.....	38
5.6.	Техника и технология добычи нефти и газа.....	40
5.6.1.	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	40
5.7.	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	43
5.8.	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	45
5.9.	Свойства и состав нефти, газа и воды.....	45
5.9.1.	Свойства нефти в пластовых условиях.....	45
5.9.2.	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях.....	46
5.9.3.	Компонентный состав и свойства растворенного и свободного газа.....	47
5.9.4.	Товарная характеристика нефти.....	48
5.10.	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	64
5.11.	Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	64
5.12.	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	65
5.13.	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	65
5.14.	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	69
6.	ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ.....	73

7.	ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	75
8.	ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	76
8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу....	76
8.2.	Оценка воздействия на атмосферный воздух.....	79
8.2.1.	Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха.....	79
8.2.2.	Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин.....	80
8.2.3.	Основные источники воздействия на окружающую среду при эксплуатации месторождения...	85
8.2.4.	Передвижные источники загрязнения.....	87
8.2.5.	Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	89
8.2.6.	Возможные залповые и аварийные выбросы.....	89
8.2.7.	Предложения по установлению ориентировочных нормативов допустимых выбросов (НДВ)..	89
8.2.8.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу.....	105
8.2.9.	Предварительное обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны).....	106
8.2.10.	Организация контроля за выбросами.....	106
8.2.11.	Оценка воздействия на атмосферный воздух.....	107
8.2.12.	Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха.....	108
8.2.13.	Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ.....	109
8.3.	Оценка воздействия на водные ресурсы.....	110
8.3.1.	Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ.....	110
8.3.2.	Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды.....	110
8.3.3.	Мероприятия по охране поверхностных вод.....	112
8.3.4.	Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод.....	112
8.3.5.	Водопотребление и водоотведение.....	113
8.4.	Оценка воздействия на недра.....	115
8.4.1.	Оценка воздействие проектируемых работ на недра.....	116
8.4.2.	Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	116
8.5.	Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы.....	117
8.5.1.	Характеристика почвенного покрова.....	117
8.5.2.	Характеристика видов воздействия на почвы.....	119
8.5.3.	Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	121
8.5.4.	Предложения по организации мониторинга почвенного покрова.....	121
8.6.	Оценка воздействия на растительный мир.....	122
8.6.1.	Растительный мир в районе расположения месторождения.....	122
8.6.2.	Факторы воздействия на растительность.....	123
8.6.3.	Оценка воздействия на растительность.....	124
8.6.4.	Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности.....	125
8.6.5.	Предложения по мониторингу растительного покрова.....	125
8.7.	Оценка воздействия на животный мир.....	125
8.7.1.	Характеристика животного мира.....	125
8.7.2.	Оценка современного состояния животного мира.....	128
8.7.3.	Факторы воздействия на животный мир.....	129
8.7.4.	Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира.....	129
8.7.5.	Предложения по мониторингу животного мира.....	130
8.8.	Физическое воздействие. Шум. Вибрация. Свет.....	130
8.8.1.	Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений.....	139
8.8.2.	Радиационная безопасность.....	140
8.8.3.	Рекомендации по снижению радиационного риска.....	142
9	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ.....	143
9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов	143

9.1.1.	Расчет количества образующихся отходов при строительстве нагнетательных скважин на месторождении.....	145
9.1.2.	Расчет количества образующихся отходов при строительстве добывающих скважин на месторождении.....	150
9.1.3.	Ориентировочный расчет объемов образования отходов производства и потребления при разработке месторождений.....	152
9.2.	Процедура управления отходами.....	155
9.3.	Программа управления отходами.....	156
9.4.	Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.....	156
9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	157
10.	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ.....	159
10.1.	Оценка риска возможных аварийных ситуаций и меры их предотвращения.....	159
10.2.	Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий.....	160
10.3.	Мероприятия по снижению экологического риска.....	161
11.	СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА.....	163
11.1.	Социально-экономические условия.....	163
11.2.	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории.....	166
11.3.	Памятники истории и культуры.....	166
12.	КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	168
12.1.	Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.....	168
12.2.	Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду.....	170
13.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	172
14.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	173
15.	МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	174
16.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	175
17.	ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	175
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	176
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	182
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
4.	Письмо о фоновых концентрациях	

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный (Договор № - Р-02/2022 от 03.02.2022 г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Недропользователем месторождения Каскырбулак Южный является ТОО «Petrocraft», имеющее Контракт №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

В проекте разведочных работ приведены сведения о геологической характеристике площади Каскырбулак Южный, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов.

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

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

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

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный (Договор № - Р-02/2022 от 03.02.2022 г.)»;
- фондовые материалы и литературные источники.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Настоящим Проектом предусматривается переинтерпретация ранее проведенных 2Д сейсморазведочных работ на контрактной территории, дальнейший сбор геолого-геофизической информации по пробуренным скважинам и на основе этого пробурить одну независимую скважину и провести оценку ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях.

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

Ближайший населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются – Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 70 лет и месторождение Биикжал в пробной эксплуатации.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5.

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933 г.

В 1945-1946 гг. на гравитационном минимуме были проведены геологическая и сейсмическая разведка МОВ. В 1948-1951 гг. проводилось креулисное, структурное бурение. Пробурено 37 скважин малого диаметра глубинами до 388 м. В отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

отмечены признаки нефти в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры. В 1974-1979, 1992-1997г.г. на структуре проводилась сейсморазведка методом 2Д. В 2000г. с целью уточнения строения структуры компанией ФИОК было отработано 8 новых сейсмопрофилей. В 2004-2005г.г. на площади пробурено 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13. В скважине №1 проведено ВСП. Бурение скважин осуществлялось на основе «Генеральной Программы геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Адайского участка», согласованной ТУ Западно-Казахстанского управления геологии в 2005г. (регист.номер 4АТ-05-990-108), с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях. Скважины вскрыли кунгурский ярус нижней перми. По результатам бурения и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин №№ 2, 3, 4, 7 выявлены нефтеносные горизонты в нижнемеловых отложениях, в скважине № 3 - в среднеюрских отложениях.

В нижнемеловых отложениях - 2 горизонта: в нижнем альбе и готериве и в среднеюрских отложениях 2 горизонта - Ю-1, Ю-2. Продуктивность выделенных горизонтов доказана получением притоков нефти при опробовании. Первооткрывательницей является скважина №2, в которой из интервала 573-590м. получен приток нефти, дебитом 4м³/сут.

В 2006 году компанией ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен «Проект разведки площади Каскырбулак Южный». Было запроектировано бурение 1 разведочной скважины с проектной глубиной 800 м и 4-х структурных скважин с общим метражом 3550м для изучения вскрываемого разреза и строения отдельных частей структуры. Проектные глубины скважин от 800 до 900 м. Проектные горизонты -средняя юра и кунгурский ярус нижней перми. К сожалению, информация по данному проекту в Западно-Казахстанского управления геологии и Казгеоинформ отсутствует.

По выявленным горизонтам изучено геологическое строение, определены эффективные, нефтенасыщенные толщины, пористость, нефтенасыщенность, установлены положения водонефтяных контактов. С целью изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов в скважинах отобран и проанализирован керн, поверхностные пробы, проведены промысловые и гидродинамические исследования скважин методом КВУ и НК, что позволило провести ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» в 2006 году Оперативный подсчет запасов УВ по месторождению Каскырбулак Южный по состоянию на 01.10.2006г.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Настоящим Проектом предусматривается переинтерпретация ранее проведенных 2Д сейсморазведочных работ на контрактной территории, дальнейший сбор геолого-геофизической информации по пробуренным скважинам и на основе этого бурение одной независимой скважины и проведение оценки ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях.

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный (Договор № - Р-02/2022 от 03.02.2022 г.)» выполнен ТОО «СМАРТ Инжиниринг» (Государственная лицензия №01245Р от 1 августа 2008 года).

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

Заказчик проекта: ТОО «Petrocraft»
Юридический адрес:
ВОСТОЧНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ,
УСТЬ-КАМЕНОГОРСК Г.А.,
Г.УСТЬ-КАМЕНОГОРСК,
ПРОСПЕКТ Илияса Есенберлина, 6/1, кв 65
БИН 210340017983

Разработчик: ТОО «СМАРТ Инжиниринг»
050000, Республика Казахстан, г. Алматы, ул.
Л.Чайкиной 1/1, 2 этаж
БИН 060340007305
тел. +7 727 334 17 67/68
E-mail: info@smart-eng.kz
Государственная лицензия №01245Р от 1 августа 2008 года

1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Общие сведения о месторождении

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

Ближайший населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются – Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 70 лет и месторождение Биикжал в пробной эксплуатации.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5. (рис. 1 и 2.).

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933 г.

Обзорная карта района работ представлено на рисунке 3.

Таблица 1-1

Географо-экономические условия

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Площадь Каскырбулак Южный расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины.
2	Место базирования НГРЭ	Жылыойский район Атырауской области РК.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан, отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время. Вода здесь обычно соленая и пригодна только для технических нужд.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до +30°С зимой).
6	Количество осадков	Количество выпадающих осадков 200мм в год.
7	Преобладающее направление ветров и их сила	В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.
8	Толщина снежного покрова и его распределение	-
9	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.
10	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 40 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 285 км на северо-запад.
11	Состав населения	В основном казахи
12	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтегазодобывающая отрасль, животноводство
13	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Жылыойский район в промышленном отношении развит, так на его территории расположены 2 нефтегазодобывающих

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
		управления – «Кульсарымунайгаз», «Прорвамунайгаз» ПФ «Эмбаунайгаз» АО РД НК «КазМунайГаз», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «АРНАОЙЛ» со своими структурными подразделениями. В 65км. западнее проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод Мангышлак – Самара.
14	Источники: - теплоснабжения, - электроснабжения	Кульсаринское районное управление электрических сетей и Атырауское областное управление.
15	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Грунтовые дороги отсутствуют, что также создает трудности для продвижения автотранспорта.

Пространственные границы участка недр, на котором недропользователь вправе проводить операции по разведке углеводородов в соответствии с Контрактом, устанавливаются согласно Картограммы расположения месторождения Каскырбулак Южный.

Перспективы нефтегазоносности связаны с меловыми и юрскими горизонтами.

Всего, на участке Каскырбулак Южный, запасы по юрско-меловым отложениям согласно ОПЗ в целом по месторождению составляют:

- начальные геологические по категории: С1-1774 тыс.т, С2-1624 тыс.т.;
- начальные извлекаемые по категории: С1-354,8 тыс.т, С2-324,8тыс.т.

Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный представлена на рисунке 4.

Исходящий номер: 26-04-26/ЗТ-Ж-53 от 13.05.2021

Приложение № 2
к Контракту на
разведку и добычу углеводородов

Приложение № _____
к Контракту № от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от _____ Рег. № _____ -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**
**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Petrocraft» для осуществления операций по недропользованию на участке **Каскырбулак Южный** на основании Протокола № 203088 от 23 апреля 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Геологический отвод расположен в Атырауской области.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	54	28	00	46	58	00
2	54	26	00	46	58	00
3	54	26	00	47	03	00
4	54	29	50	47	03	00
5	54	28	30	47	00	30

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целый восемьдесят два сотых) кв. км.

Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Заместитель председателя

М. Тналиев

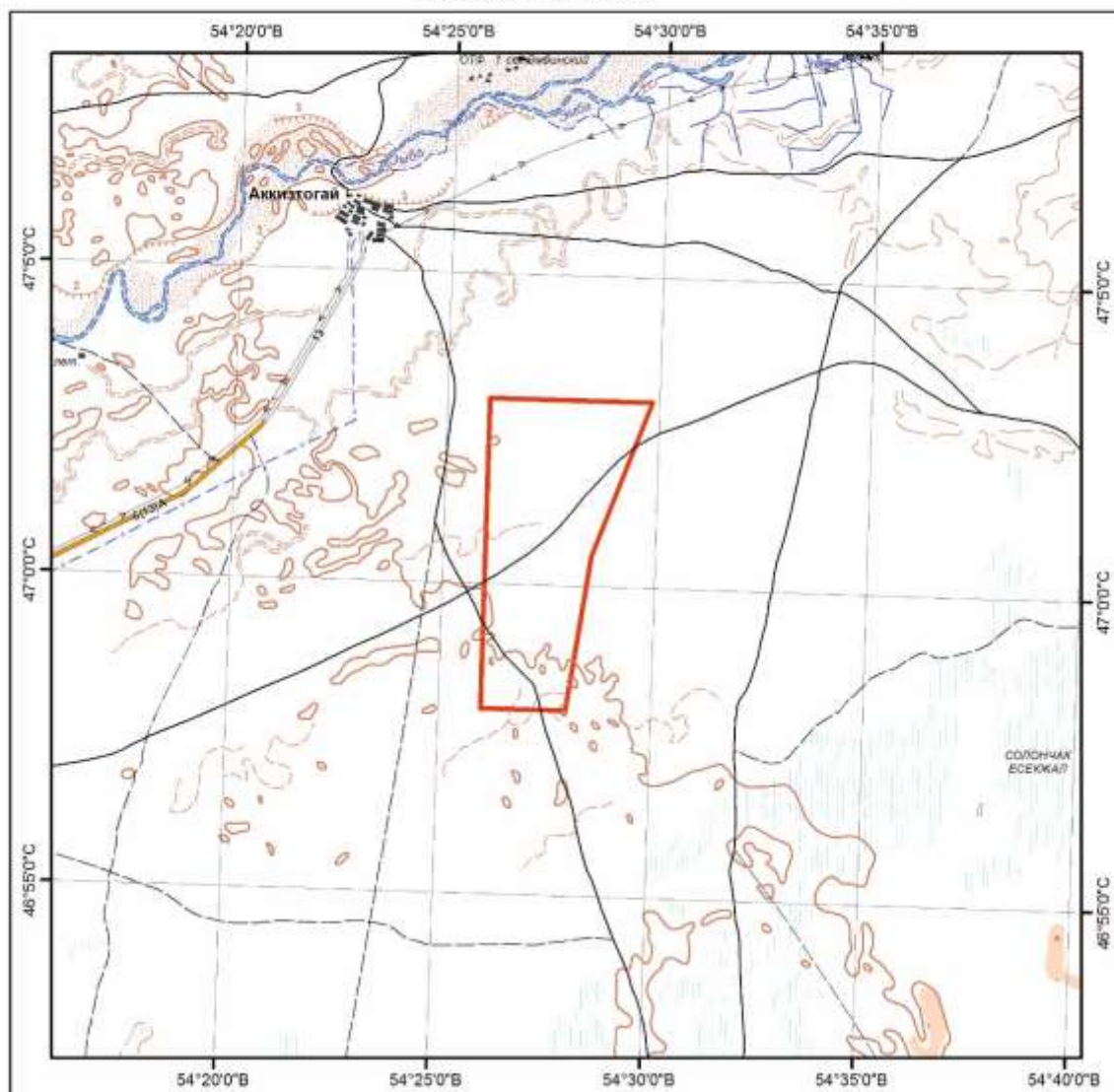
г. Нур-Султан,
май, 2021 г.

Подпись файла верна. Документ подписан(а) ТНАЛШЕВ МИРБОЛАТ МАКСУТОВИЧ

Рисунок 1. Геологический отвод

Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный в Атырауской области

Масштаб 1 : 175 000



Условные обозначения:

- контур месторождения
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- реки пересыхающие
- горизонтали
- реки с шириной в масштабе карты
- болота проходимые, камышовые
- пески ячеистые
- пески бугристые
- кварталы в населенных пунктах

Рисунок 2. Картограмма

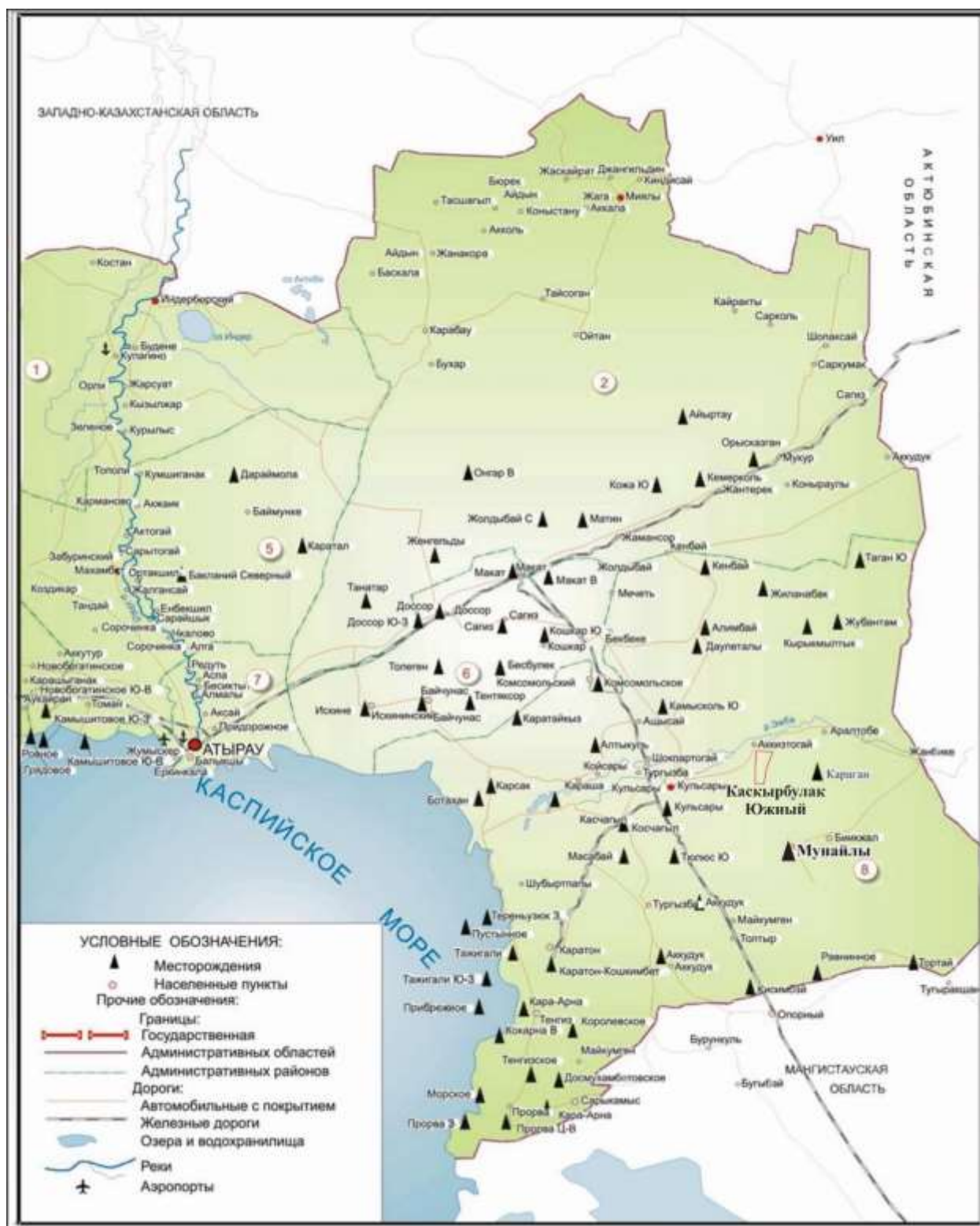


Рисунок 3. Обзорная карта района работ

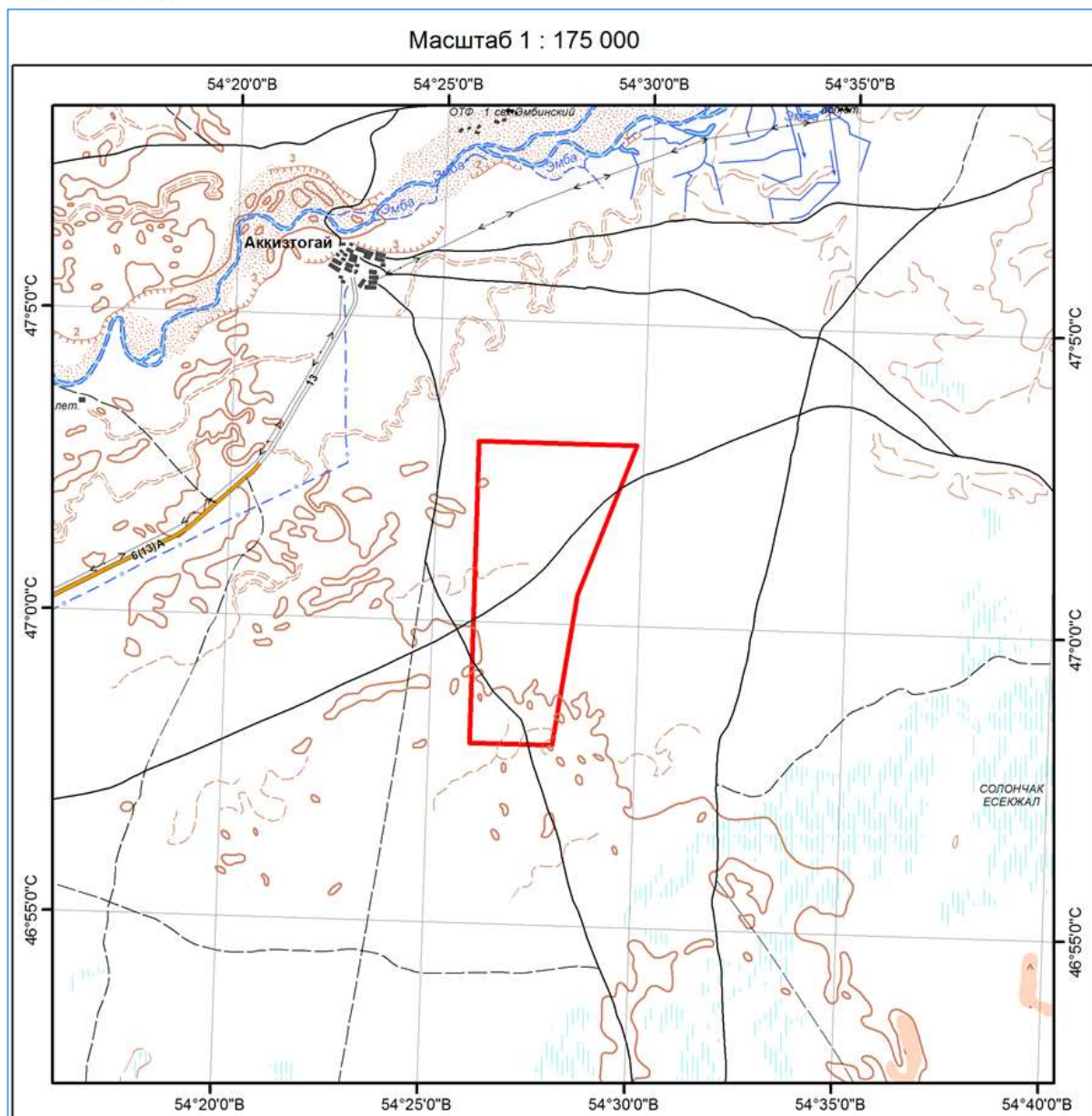


Рисунок 4. Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика

В районе глубоким бурением изучены отложения осадочного чехла, который сложен подсолевым, соленосным и надсолевым комплексами.

Литолого-стратиграфическая характеристика надсолевого комплекса приводится на основании данных бурения параметрических и глубоких скважин, пробуренных на площадях Биикжал, Каскырбулак Южный и других структурах Адайского блока (Суишбек, Улькентобе Ю-3, Ушмола, Кумшеты) (граф.прил 3).

Наиболее древними отложениями, установленными в районе расположения площади, являются отложения нижнего карбона.

Отложения нижнего карбона на Биикжале представлены турнейским, визейским, серпуховскими ярусами и литологически сложены песчано-аргиллитовой, песчаной, аргиллитовой толщами.

Средний карбон представлен отложениями двух типов: карбонатными и карбонатно-глинистыми.

Отложения верхнего карбона отмечаются эпизодически и представлены маломощной пачкой глинисто-карбонатных пород.

В пределах площади Каскырбулак Южный отложения карбона пробуренными скважинами не вскрыты. Из вскрытых отложений наиболее древними являются отложения пермской системы.

Сведения о глубинах залегания, толщинах стратиграфических подразделений по скважинам приведены в таблице 4.1.1.

Пермская система – Р

Пермская система на площади представлена нижним отделом и нерасчлененным пермтриасом.

Нижний отдел – Р1

Нижнепермский отдел представлен только отложениями кунгурского яруса.

Кунгурский ярус – Р1к

В разрезе кунгурского яруса выделены две толщи: нижняя – галогенная, верхняя – сульфатная.

Галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. Соль белая, грязно-белая, кристаллическая, крупнозернистая с прослоями светло-серого ангидрита. Иногда в толще соли встречаются тонкие прослои темно-окрашенных, песчано-глинистых пород.

Верхняя часть яруса, называемая кепроком, сложена преимущественно переслаивающимися породами темного и светлого доломита, с темными, почти черными глинами, ангидритами, гипсами. Максимально вскрытая толщина соли – 264м (скв.6).

Пермтриас – РТ

Нерасчлененная толща пермтриасовых отложений сложена чередованием пестроцветных, песчанистых, слабо известковистых глин с прослоями разномзернистых песков и песчаников.

Пески серые, средне- и крупнозернистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, известковистые, глинистые, мелко- и среднезернистые.

Отложения вскрыты в скважинах 1, 2, 5, 13 и максимально вскрытая толщина составляет 144м (скв.1).

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены двумя отделами: нижним и средним. Верхнеюрские отложения отсутствуют в результате смыва.

Нижний отдел – J1

Нижнеюрские отложения представлены чередованием серых, средне- и грубозернистых известковистых песчаников, песков и бурых глин, с прослоями галечников, конгломератов в нижней части разреза.

Вскрытая толщина отложений изменяется от 42м (скв.2) до 159 (скв.1).

Средний отдел – J2

Отложения среднего отдела представлены байосским ярусом и состоят из обычных лагуновых осадков, характеризующихся частым чередованием глин, песков и песчаников.

Глины некарбонатные, буровато-серые, темно-серые, бурые, слоистые, песчанистые с прослоями мелкозернистого песка. В глинах присутствует растительный детрит.

Пески серые, буровато-серые, мелко- и среднезернистые в различной степени глинистые, с обуглившимся растительным детритом.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые. Среди глин и песков встречаются прослои бурых и черных углей.

Максимально вскрытая толщина отложений – 296м (скв.6).

Меловая система – К

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – К1

Нижнемеловые отложения представлены 3 ярусами: готеривским, аптским и альбским.

Готеривский ярус – K1g

Литологически ярус представлен глиной с включениями песка толщиной 3-5см, песком.

Глины серые, голубовато-серые, плотные реже алевролитистые.

Песок кварцевый, уплотненный. Зерна средне и хорошо окатаны и песчаников увеличивается кверху. В глинах встречаются остатки остракод.

Отложения вскрыты разведочными скважинами, пробуренными на северо-западном и юго-западном крыльях.

Возраст готеривских отложений подтверждается анализами керн палинологическим методом, отобранного в скважине 3. В результате анализа обнаружены споры и пыльца, причем пыльца преобладает над спорами.

Доминирующее место среди одномешковой пыльцы занимает *Classopollis* (*Brachyphyllum* *Pogiohyllum*); *Podozamites*; *Inaperturopollenites*; *Cupressaceae-Taxodiaceae*. Пыльца хвойных с воздушными мешками представлена семейством *Podocarpaceae* и имеет небольшой процент содержания. *Gingocuscadophytus* бейнеттитовые незначительны. Такое содержание пыльцевого спектра присуще готеривской флоре.

В споровом спектре наибольший процент содержания имеют представители семейства *Gleicheniaceae*, включающего несколько видов. Схизейные малочисленные. Споры *Selaginella*, *Schizaea* по одному виду.

Миоспоры более древних юрских растительных сообществ, встречаются единично, что типично для готеривского времени.

Вскрытая толщина готеривских отложений колеблется в пределах от 46м (скв.2) до 71м (скв.5).

Альбский ярус – K1a1

Отложения альбского яруса представлены глинами серыми, темно-серыми, плотными, слабо песчанистыми с обуглившимися растительными остатками и с включениями пирита. Иногда наблюдается тонкая слоистость.

Среди глин встречаются тонкие прослои песков и песчаников.

Пески, песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые.

Возраст отложений подтвержден данными исследования керн палинологическим методом, отобранного из скважины 7. В споровой части господствующее положение принадлежит миоспорам семейства глейхениевых, представленные несколькими видами, схизейным. Папоротниковообразные и плауновидные в спектре незначительно.

Пыльцевая часть разнообразна по составу. Доминирующее место занимает пыльца *Classopollis* и *Cupressaceae-Taxodiaceae*.

Безмешковые представлены родами *Inaperturopollenites*; *Podozamites*; *Araucaria*. Встречены гинговые и бейнеттитовые. Комплекс содержит также водоросли и микрофораминиферы. Весь перечисленный состав типичен для растительных сообществ альбского яруса нижнего мела.

Толщина яруса колеблется от 352м (скв.6) до 547 (скв.1).

Верхний отдел – К2

Литологически отложения верхнего мела сложены мергелями, белым писчим мелом и глинами зеленовато-серыми. В подошвенной части встречаются песчаники и мергели.

Песчаники серые, зеленовато-серые, крепкие, средне- и мелкозернистые.

Мергели зеленовато-серые, плотные, местами рыхлые, глинистые. Вскрытая толщина изменяется от 132м (скв.4) до 259м (скв. 1).

Палеоген-четвертичная система – Pg+Q

Отложения палеоген-четвертичного возраста сплошным чехлом перекрывают своды куполов и литологически представлены глинами зелеными с сажистыми налетами, желто-зелеными, желтовато-бурыми, песчанистыми и серовато-желтыми, светло-серыми тонкозернистыми песками. В скважине К-12 песок закирован нефтью. Вскрытая толщина отложений – 20-30м (скв. №1, 6).

Таблица 1.2-1

Стратиграфические разбивки скважин

Крыло скважины	Заб ой, м	Альти т.от ротоп	глуб.зал, м абс.отм,	Неог ен четв	Меловая система К		Юрская система J		Пермотр иас	Пермская я Р Нижний
					верхн	нижний К1	средняя	нижняя		

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

			а, м(+)	м толщина , м	ер. N+Q	ий К ₂			я J ₂ J _{2bs}	J ₁ J ₁	PT	P ₁ P _{1k}
							K _{1al}	K _{1g}				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Северо-западное	1	159 0	7,8	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	30 -22,2 30	289 - 281,2 0 259	836 - 828,2 547	886 - 878, 2 50	1173 -1165,2 287	1332 -1324,2 159	1476 -1468,2 144	1594 -1586,2 118
	2	106 7	7,77	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	28 - 20,23 28	190 - 182,2 3 162	591 - 583,2 3 401	637 - 629, 23 46	880 -872,23 243	922 -914,23 42	1008 -1000,23 86	1067 -1059,23 59
	3	830	8,49	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	27 - 18,51 27	180 - 171,5 1 153	566 - 557,5 1 386	620 - 611, 51 54	762 -753,51 142	-	-	830 -821,51 68
	4	630	9,5	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	28 -18,5 28	160 -150,5 132	520 - 150,5 360	568 - 558, 5 48	-	-	-	630 -620,5 62
	5	118 0	9,19	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	30 - 20,81 30	185 - 175,8 1 155	638 - 628,8 1 453	709 - 699, 81 71	998 -988,81 289	1088 -1078,81 90	1124 -1114,81 36	1180 -1170,81 56
	6	118 0	6,79	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	20 - 13,21 20	218 - 211,2 1 198	570 - 563,2 1 352	620 - 613, 21 50	916 -909,21 296	-	-	1180 -1173,21 264
	7	852	6,9	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	24 -17,1 24	200 -193,1 176	580 - 573,1 380	646 - 639, 1 66	827 -820,1 181	-	-	852 -845,1 25
	1 3	405	4,3	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	20 -15,7 20	-	-	-	222 -217,7 202	-	323 -318,7 101	405 -400,7 72

1.2.2. Тектоника

Исследуемая площадь находится на юге Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока солеродный бассейн.

Фундамент Прикаспийского бассейна системой разломов расчленен на крупные блоки, ступенчато погружающиеся к центральной части. Блоки осложнены выступами. Юго-восточная часть бассейна системой региональных разломов разделена на три крупные тектонические зоны: опущенную внутреннюю, центральную приподнятую и внешнюю опущенную прибортовую. Внутренняя опущенная зона плавно погружается в сторону Центрально- Прикаспийской депрессии,

отделяясь от центральной зоны серий глубинных разломов. Приподнятая центральная зона приурочивается к Астраханско-Актюбинской системе поднятий, которая протягивается параллельно обрамлению бассейна на 700-800 км от Астрахани до Актюбинска и является одним из крупных тектонических элементов Прикаспийской синеклизы. Глубина залегания фундамента составляет 7-8 км. Самым западным поднятием в этой системе является Астраханское, где фундамент залегает на глубине 8 км, оно имеет размеры 100x80 км, амплитуду 1,5 км. С востока оно отделено от Северо-Каспийского поднятия крупным меридионально вытянутым тектоническим нарушением и Заволжским прогибом. На севере Астраханское поднятие ограничено Сарпинским прогибом, на юге - Днепровско-Донецким. По вышележащим отложениям подсолевого комплекса с Астраханским поднятием связана крупная карбонатная постройка девонско-башкирского возраста.

На Северо-Каспийском поднятии, так же, как и на Астраханском фундамент залегает на глубине 8 км. На севере оно сочленяется с Центрально-Прикаспийской депрессией, на юге - с Южно-Эмбинским прогибом.

Биикжалское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Аграханно-Атыраускому разлому на две части. Поднятие по фундаменту фиксируется на глубине 7,0 км, имеет амплитуду порядка 1 км. С юга оно по региональному широтному разлому граничит с Южно-Эмбинским прогибом, который протягивается с востока на запад в акваторию Каспийского моря и входит во внешнюю прибортовую зону Прикаспийского бассейна.

Глубина залегания фундамента в пределах Южно-Эмбинского прогиба достигает 13-13,5 км в районе Тугаракчанского прогиба. По фундаменту район исследований находится в пределах глубокого (10-14 км) Тугаракчанского прогиба, простирающегося с юго-запада на северо-восток и ограниченного разломами субширотного и субмеридионального направления. Серией разломов прогиб разделен на ряд блоков, в пределах которых в последующие этапы геологического развития сформировались обособленные тектонические зоны. В структурном плане кровля фундамента в целом согласуется с поведением ПЗ отражающего горизонта, отображающего особенности строения додевонских отложений. Глубина залегания их достигает 8-10 км.

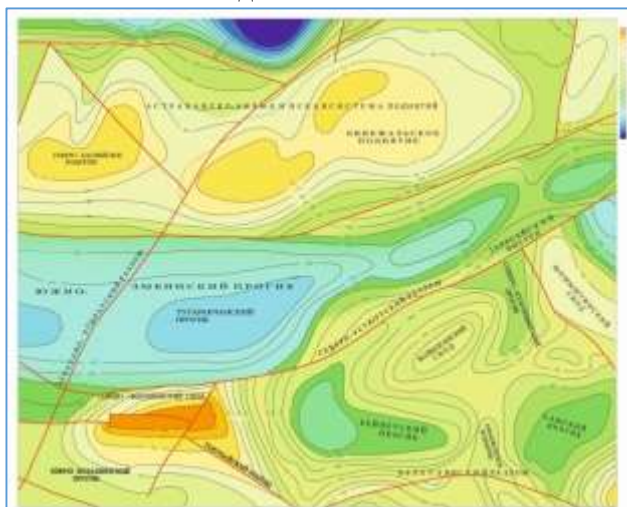


Рисунок 5. Структурная карта по ОГ Пф

Наиболее крупными тектоническими элементами (рисунок 5) здесь являются Атырауский свод и Южно-Эмбинский прогиб, которые соответствуют в плане Биикжалскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу по фундаменту.

По северо-западному склону Южно-Эмбинского поднятия сформирована серия локальных поднятий, объединенных в отдельные тектонические зоны, одной из которых является Маткен-Ушмолинская зона. Небольшими ундуляциями она разделяется на отдельные поднятия, как Азнагул (Карашунгул), Жаумбай, Конысбай, в сводах которых поверхность палеозойского размыва залегает на глубинах 4.1 - 4.6 км. Южнее этой зоны выделяется менее протяженная Айрашагыл-Караойская зона поднятий, где наблюдается более мелкое залегание, палеозойских отложений и менее выраженное отражение в подсолевом ложе.

В разрезе осадочного чехла Прикаспийского бассейна на основе формационного анализа, наличия региональных перерывов, угловых несогласий выделяются два крупных структурно-формационных мегакомплекса: нижний доплитный и верхний плитный, который в свою очередь делится на структурные комплексы, этажи и седиментационные комплексы.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Нижний доплитный мегакомплекс вскрыт в северо-западных районах Прикаспия и представлен значительно уплотненными и дислоцированными терригенно-карбонатными и вулканогенными породами рифея-нижнего палеозоя.

Верхний мегакомплекс включает отложения от нижнепалеозойских (верхняя часть) до современных, общей толщиной 7-12 км. В его составе выделяются два структурных комплекса. Нижний охватывает подсолевые палеозойские отложения, верхний – соленосные образования кунгурского яруса и надсолевую верхнепермско-кайнозойские отложения.

Подсолевой палеозойский комплекс разделяется на три структурных этажа: нижнепалеозойский, эйфельско-нижнефранский и среднефранско-нижнепермский (докунгурский), границы между которыми проходят по отражающим горизонтам: P_3 и P_2^d .

По горизонту P_3 строение юго-востока Прикаспия в целом повторяет поведение поверхности фундамента, но особенностью горизонта P_3 является наличие крупных поднятий в прогнутых зонах, к примеру, Приморского и Жылыойского поднятий. Согласно геофизическим данным, по горизонту P_3 в пределах зон развития карбонатных построек обособляются локальные поднятия Южное, Тенгиз, Каратон, Королевское, Кашаган.

Диапазон изменения глубин небольшой. Наиболее приподнятая часть – центральная, где глубины горизонта изменяются от 7,2 до 7,6 км. В сторону границы с Северным Устьуртом поверхность P_3 погружается до 10,0 км на Северном Мынсуалмасы. Фиксируемые по данным сейсморазведки немногочисленные нарушения простираются параллельно борту бассейна.

Область прослеживания горизонта P_3 ограничена Северо-Устьуртским разломом.

Отражающий горизонт P_3 не вскрыт скважинами, поэтому о вещественном составе и возрасте залегающих ниже него пород можно судить лишь по геофизическим данным. Предположительно, они сложены нижнепалеозойскими карбонатно-эффузивными породами основного состава. Толщины нижнепалеозойских отложений не выдержаны и в целом увеличиваются в западном направлении вне связи с основным простираем изогипс поверхности фундамента. В результате направление структур по отражающему горизонту P_3 субширотное, в то время как структуры фундамента ориентированы, в основном, в северо-восточном направлении.

Надо отметить также изменение толщины нижнепалеозойского комплекса от внутренней зоны к борту. Так, в районе Астраханско-Актюбинской системы поднятий горизонт P_3 почти совпадает с горизонтом P_f в районе Биикжала, тогда как в Южно-Эмбинском прогибе толщина отложений между этими горизонтами составляет более 2 км.

По кровле отражающего горизонта P_3 выделяются Приморский свод, Жылыойский свод, Северо-Колтыкский прогиб и Торесайский выступ.

Помимо горизонта P_3 в девонской части разреза выделяется горизонт P_2^d , приуроченный к кровле эйфельско-нижнефранских отложений. Между отражающими горизонтами P_3 и P_2^d заключен терригенно-карбонатный комплекс среднего-низов верхнего девона, охватывающий, предположительно, весь Прикаспийский бассейн вплоть до южного – юго-восточного склонов Астраханско-Актюбинского поднятого блока фундамента /17/ (рисунок 6).

Рассматриваемый девонский комплекс между горизонтами P_3 и P_2^d имеет важное значение как с точки зрения разработки геодинамических моделей развития Прикаспийского бассейна (этот комплекс пород соответствует времени заложения Южно-Эмбинского рифта, приведшего к погружению девонских отложений в южном направлении), так и относительно вопросов нефтегазообразования. Эти породы рассматриваются как основной нефтегазоматеринский комплекс для уникальных месторождений, приуроченных к вышележащим карбонатным платформам, таким как Кашаган-Тенгизская и Астраханская, где толщины эйфельско-нижнефранских отложений увеличиваются до 1,5 км, тогда как средние значения 0,5-0,6 км.

Среднефранско-нижнепермский структурный этаж характеризуется наиболее сложным строением. В его разрезе отмечается ряд несогласий, выпадение отдельных стратиграфических подразделений, латеральные изменения литологического состава, существенно осложняющих расшифровку структуры докунгурских образований. Строение верхнего подсолевого этажа, охарактеризованного сейсмическими горизонтами P_2^d , D_6 , P_2^1 , P_2 , P_1 , а также многочисленными данными глубоких скважин, является объектом детального изучения геодинамического положения крупных тектонических элементов на юге и юго-востоке Прикаспийского бассейна.

Начиная с поздневизейского времени на юго-восточном борту Прикаспия закладывается Южно-Эмбинская карбонатная платформа, которая имеет двухчленное строение, причем возраст слагающих платформу карбонатных комплексов моложе, по сравнению с Кашаган-Тенгизской. Она включает окско-позднекаменноугольный (между отражающими горизонтами P_2^1 и P_2) и сакмарский (между P_2 и P_1) комплексы.

В глубь бассейна карбонаты сменяются маломощными терригенными отложениями. Вдоль северного склона Южно-Эмбинского поднятия выделяются протяженные, субпараллельно вытянутые антиклинальные поднятия Тортай, Равнинная и Елемесская система поднятий, подтвержденные по данным бурения, с которыми оказались связаны нефтяные залежи, как непосредственно в терригенно-карбонатной толще среднего карбона, так и в нижележащем комплексе визейско-турнейского возраста.

Сейсмический отражающий горизонт Π_1 по всей территории Прикаспийского бассейна приурочен к предкунгурской поверхности размыва и отражает особенности строения современной региональной структуры подсолевого комплекса Прикаспия. Гипсометрическое положение изменяется от 2,0 км в прибортовых зонах до 9-10 км в центральной части впадины. Погружение подсолевых отложений от бортов к центру впадины является неравномерным по всему ее периметру.

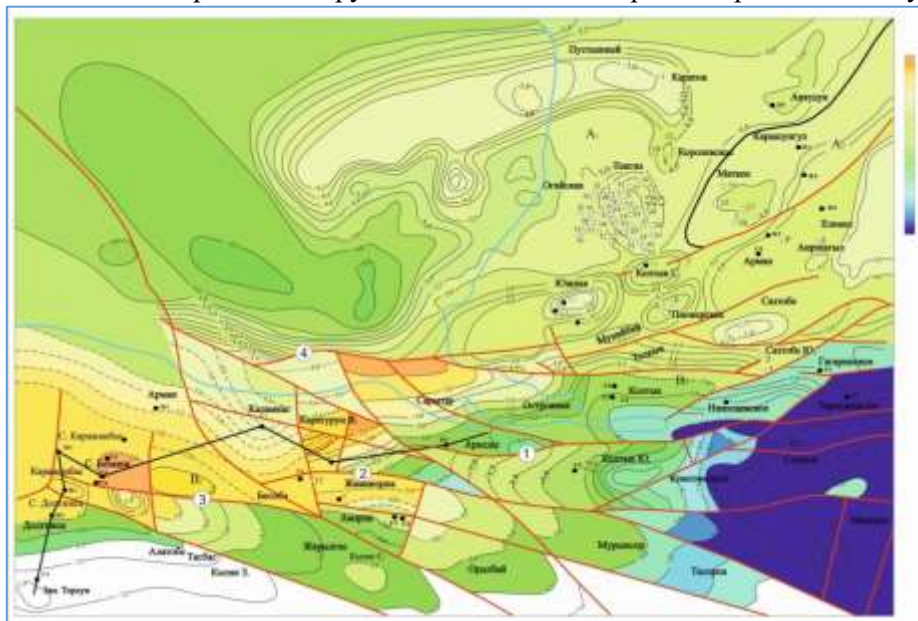


Рисунок 6. Структурная карта по ОГ П1-6

На юго-востоке Прикаспия структурный план кровли подсолевых отложений, в целом имеет региональный наклон с юго-востока на северо-запад и юго-запад с отметок $-2,1$ км в районе Тортая до $-4,8$ км в районе Биикжала и $-4,6$ в районе Северного Колтыка. В пределах изучаемой территории на характер регионального погружения горизонта Π_1 повлияли особенности тектонического развития инверсионного Южно-Эмбинского поднятия. Северо-западнее и юго-западнее его сводовой части характер изогипс имеет флексуобразное строение. Севернее параллельно простиранию поднятия нами выделяется по геофизическим данным тектоническое нарушение, протягивающееся с юго-запада от Северного Колтыка на восток до Айменбета, которое по горизонту Π_1 ограничивает с севера Южно-Эмбинское поднятие. Юго-западнее поднятия мы наблюдаем постепенное погружение отражающего горизонта Π_1 от $-3,6$ км на Табынае до $-4,5$ км на Пионерской.

Вдоль юго-западной границы сочленения Прикаспийского бассейна с Северным Устьуртом по отражающему горизонту Π_1 инверсионное Южно-Эмбинское поднятие делится на ряд блоков, последовательно погружающихся от Мугуджар в юго-западном направлении в сторону Бозаши.

При этом верхнедевонско-нижнепермские отложения выходят под юрскую толщу, но в районе Сазтобе Южного карбонатные породы среднего карбона уже перекрываются верхнепермско-триасовыми отложениями и погружаются на глубину свыше 5 км.

От площади Маткен параллельно простиранию Южно-Эмбинского поднятия вдоль его северной границы до широты структуры Биикжал, вниз по падению горизонта Π_1 выделяется Маткен-Ушмолинская ступень, которая представляет собой моноклинал, погружающуюся от северных склонов Южно-Эмбинского поднятия до Биикжала с отметок $-2,1-2,3$ км до -5 км. На общем фоне этой моноклинали по отражающему горизонту Π_1 получают отображение небольшие по амплитуде и размерам структуры, такие как Аккудук, Ушмола, Улькентобе.

Далее на запад от Маткен-Ушмолинской ступени выделяется Кашаган-Тенгизская зона поднятий, представленная локальными поднятиями такими, как Каратон, Королевское, Тенгиз, Огайское, Южное, в западной части которой у восточного побережья Северного Каспия бортовые ступени по поверхности подсолевого ложа исчезают. Здесь вырисовывается обширная структурная терраса. Наиболее крупным поднятием по подсолевому комплексу в акватории Каспийского моря является Жылыойское. На севере структурная терраса переходит в пологую моноклираль, погружающуюся в сторону внутренних районов Прикаспийского бассейна. По мнению Куандыкова Б.М. Жылыойское поднятие сложено карбонатами девонско-каменноугольного возраста значительной мощности, образовавшимися в относительно лучших палеогеографических условиях (чистота, преобладание рифовых построек, лучшие коллекторские свойства), чем Тенгиз, Королевское, Южное, Каратон и др.

Обобщая описание строения палеозойского комплекса юго-восточного борта Прикаспийского бассейна можно отметить несоответствие структурных планов по отражающим горизонтам П1 и П2 с одной стороны и горизонта П3, с другой.

Так, в рельефе более древних комплексов отложений структурные элементы характеризуются большей выраженностью, чем по поверхности более молодых отложений. По поверхности П3 горизонт имеет общее погружение на юго-восток, а по горизонтам П1 и П2 наблюдается общее воздымание на юго-восток в сторону Южно-Эмбинского поднятия, что объясняется развитием Южно-Эмбинского рифта и его последующей инверсией. В девоне с образованием рифта нижнепалеозойские и девонские отложения были вовлечены в погружение в южном направлении, а сформировавшиеся после инверсии средне-верхнекаменноугольные и нижнепермские образования приобрели наклон на север.

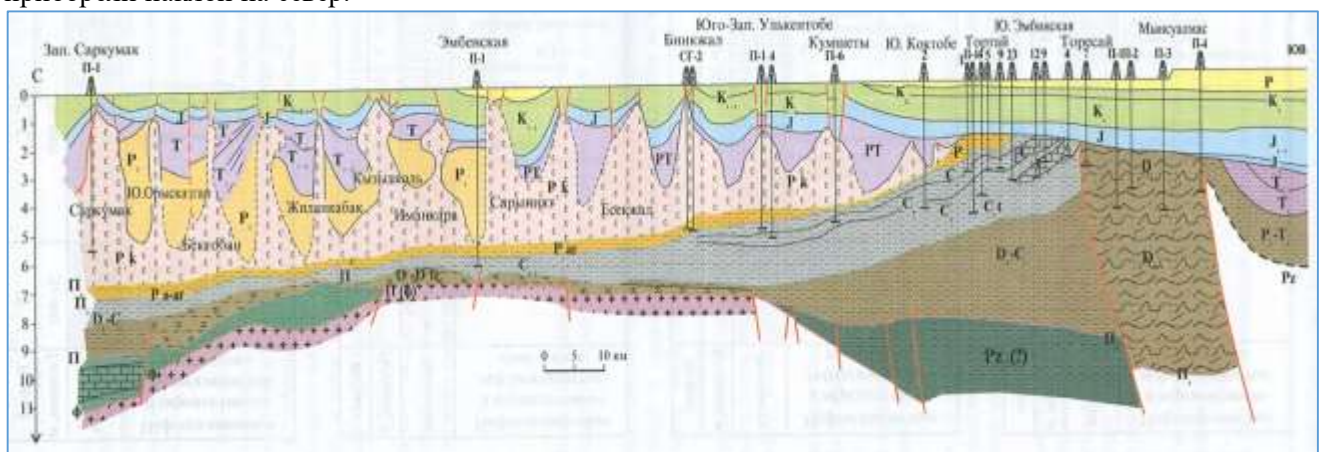


Рисунок 7. Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна.

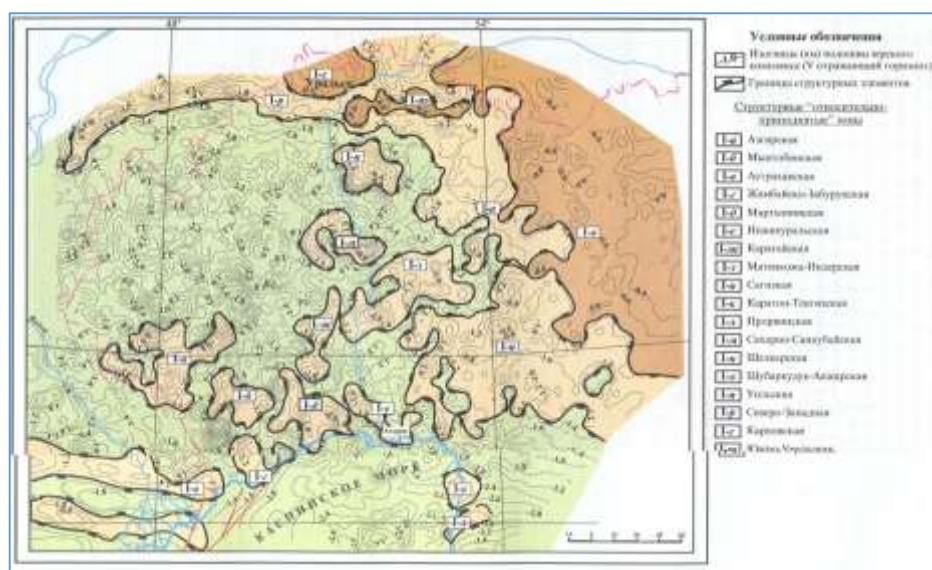


Рисунок 8. Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса

Исследуемый участок расположен во внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна, в пределах Адайского блока. Поднятие Каскырбулак Южный представляет собой типичную для центральной части Южной Эмбы солянокупольную структуру с относительно неглубоким залеганием соляного ядра, вытянутого в северо-восточном направлении, и образует три склона: северо-западный, северо-восточный и юго-восточный.

В сводовой части минимальная глубина залегания VI отражающего горизонта составляет минус -400 м и достаточно хорошо увязывается с данными бурения. Поверхность соли в пределах северо-западного склона прослежена от -400 м в сводовой части до -2900 м. Сводовая часть склона осложнена ступенью, максимальная амплитуда которой 300-400 м.

Через соляные перешейки Каскырбулак Южный связан на северо-востоке с солянокупольными структурами Каскырбулак Северный и Кулжан, на юге – Кырыкмерген, на юго-западе – Северный Такырбулак, на юго-востоке – Мунайлы.

Соляное ядро вытянуто в северо-восточном направлении. Соль залегает в своде на глубине 300-400м. Северо-западный и юго-восточный склоны крутые. В южной части юго-восточный склон ядра осложнен прогибом. В юго-западном направлении свод ядра погружаясь резко сужается, образуя перешеек, соединяющий соляные ядра Каскырбулака Южного и Кырыкмергена.

Надсолевой комплекс отложений серией разрывных нарушений различной амплитуды разделен на крылья, а крылья в свою очередь на блоки.

В структуре надсолевого комплекса выделяется 5 основных тектонических элементов: северо-западное, юго-западное, северо-восточное и юго-восточное крылья и широкий (2,5км), сложенный сенон-туроном и палеогеном грабен, протягивающийся вдоль длинной оси купола.

По V отражающему горизонту (кунгурско-триасовый этаж) структура представляет собой антиклинальную складку, осложненную серией продольных и поперечных разрывных нарушений. В северо-западной части наблюдается крутое погружение отложений. Центральная часть структуры осложнена грабеном.

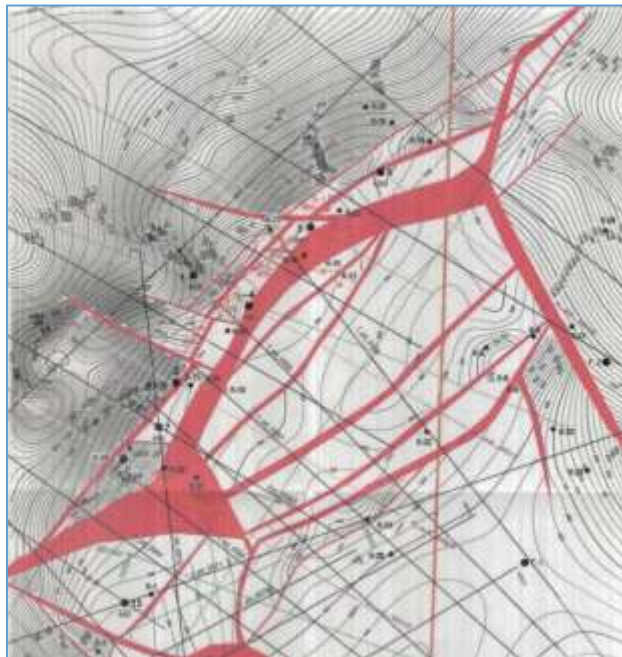


Рисунок 9. Структурная карта по V отражающему горизонту

Ниже приводится более подробное описание тектонического строения юрско-палеогенового комплекса т. к. с ним связана нефтеносность рассматриваемой площади.

Юрско-палеогеновый структурно-тектонический этаж с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на кунгурско-триасовом этаже. Строение этажа определяется также тектоникой соли.

По III отражающему горизонту структура представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания, которая серией разно амплитудных продольных и поперечных разрывных нарушений разделяется на крылья, а крылья в свою очередь на блоки. Свод структуры осложнен обширным грабеном. Западная часть структуры осложнена серией продольных сбросов f1, f2, f3, которые образуют приграбеновые ступени. Падение пластов на западе и востоке крутое,

при чем на западе более круче, чем на востоке (рисунок 9).

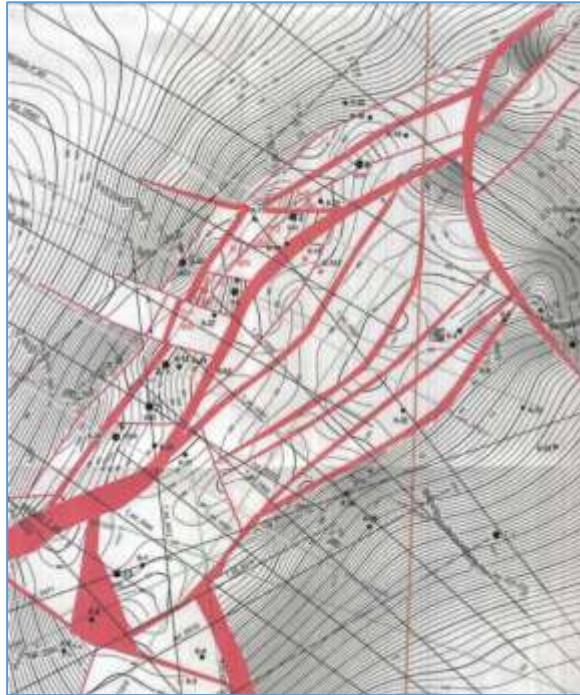


Рисунок 10. Структурная карта по III отражающему горизонту

Северо-западное крыло изображается полузамкнутой структурой, ограниченной с юго-востока основным сбросом грабена.

На этом крыле отложения мела и юры контактируют с уступом в соли, на севере крыло ограничено сбросом. Северо-западное крыло сложено отложениями кампана, сменяющимися по падению породами маастрихта. Простираие пород северо-восточное, падение на северо-запад. По данным структурных скважин вдоль сводовой части крыла узкой полосой протягивается незначительная по размеру приграбеновая ступень, сложенная с поверхности отложениями маастрихта. Отложения апта, неокома и юры залегают с резким угловым несогласием. Так, в сводовой части описываемого участка отложения апта залегают непосредственно на нижней юре. Это свидетельствует об интенсивном размыве отложений аптским морем и о наибольшем подъеме сводовой части в предаптское время. По отражающему горизонту III (подошва неокома), по оконтуривающей изогипсе – 1000м размеры крыла 9 x 1,6км, амплитуда – 500м (граф.прил. 5).

Северо-западное опущенное крыло, в своде которого выходят отложения верхнего мела, является замкнутой структурой ограниченной с юго-востока грабеном, разделенной основным сбросом f. Западная часть крыла осложнена сбросами f1, f2, f3 и образует приграбеновые ступени.

Поперечными сбросами f4, f5, f6, f7, f8, f9 значительной амплитуды разделено на 11 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, которые прослеживаются по всем отражающим горизонтам.

По III отражающему горизонту представляет собой структуру размерами 6,0x0,75км, амплитудой 400м по оконтуривающей изогипсе -700м.

Пробуренными разведочными скважинами подтвержден только сброс f2, который подсечен в скважине 2. Остальные разрывные нарушения установлены только по данным сейсмических исследований.

Юго-западное крыло является самым приподнятым и характеризуется на большей части площади моноклинальным строением слагающих его отложений. Крыло имеет вид полукупола, обращенного выпуклой стороной к юго-западу. На севере ограничено поперечным сбросом крыла, на востоке - сбросом грабена.

Юго-западное крыло имеет непосредственную связь с западным крылом поднятия Кырыкмерген. Свод крыла сложен средней юрой.

В восточной части крыла протягивается выклинивающаяся полоска нижнего неокома, далее породы нижнего неокома, и юры средней через сброс контактируют с отложениями апта и альба. Амплитуда этого сброса по подошве неокома 100м, угол падения - 50°. В сводовой части крыла имеется приграбеновая ступень, сложенная альб-сеноманом. Простираие пород, слагающих юго-западное крыло, северо-западное. По III отражающему горизонту по оконтуривающей изогипсе – 500м размеры структуры 4 x 1,5 км, амплитуда 300м, по V отражающему горизонту размеры

структуры и амплитуды сохраняются.

Юго-западное приподнятое крыло, в своде которого выходят отложения средней юры, является замкнутой структурой, ограниченной с северо-востока основным сбросом грабена. От северо-западного крыла отделено поперечными сбросами.

По III отражающему горизонту представляет собой полусвод размерами 3,0х1,0км, амплитудой 175м по оконтуривающей изогипсе -200м.

Северо-восточное крыло приподнято относительно юго-восточного крыла и ограничено «клинообразным» сбросом. С юго-запада и запада ограничено сбросом, переходящим в северном направлении в потерю корреляции (по отражающему горизонту V) связанной с контактом отложений пермотриаса, юры и мела. В своде крыла обнажаются сантонские отложения, сменяющиеся на погружении кампанскими и маастрихтскими отложениями. Размеры крыла по отражающему горизонту III в пределах изогипсы – 1350м составляют 5 х 2,5 км, амплитуда – 750м.

Северо-восточное крыло, в своде которого на поверхность выходят отложения верхнего мела, является полузамкнутой небольшой структурой ограниченной с юго-запада сбросом.

По III отражающему горизонту представляет собой структуру размерами 1,0х0,25км, амплитудой 100м по оконтуривающей изогипсе -350м.

Юго-восточное крыло является наиболее опущенным и в юго-восточном направлении переходит в глубокую палеогеновую мульду.

На юге соляное ядро купола Каскырбулак Южный соединяется с ядром купола Кырыкмерген соляным перешейком субмеридионального направления, восточный склон которого крутой, а западный – пологий. Юго-восточное крыло с запада по III отражающему горизонту контактирует с солью, на севере переходит в потерю корреляции, связанную со сбросом. Крыло осложнено поперечным сбросом амплитудой 80 м.

На севере крыло по III и V отражающим горизонтам контактирует с солью. По III отражающему горизонту размеры структуры примыкания в своде крыла по изогипсе – 2200м - 4 х 1 км.

В юго-восточном направлении крыло переходит в глубокую палеогеновую мульду.

Юго-восточное крыло, в своде которого выходят отложения кампана, сменяющиеся вниз по падению более молодыми отложениями верхнего мела, является замкнутой структурой, ограниченной с северо-востока основным сбросом грабена. От юго-западного крыла отделено поперечным сбросом.

По III отражающему горизонту представляет собой полусвод размерами 5,5х0,5км, амплитудой 175м по оконтуривающей изогипсе -225м.

1.2.3. Нефтегазоносность

На территории месторождения и прилегающих территориях к нему выявлены и находятся в различной стадии эксплуатации нефтяные месторождения – Кульсары, Мунайлы, Биикжал. Нефтеносными являются нижнемеловые, верхне-, среднеюрские и пермотриасовые отложения. На структурах Майбулак, Улькентобе, Ушкан при разведке получены признаки и слабые притоки нефти в отложениях апта и альба.

Впервые признаки нефтегазоносности на структуре Каскырбулак отмечены в отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18) в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры.

В 2004-2005гг на северо-западном крыле структуры Каскырбулак Южный пробурено 8 разведочных скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13. В четырех скважинах (2, 3, 4, 7) по комплексу ГИС были выделены 2 нефтеносных горизонта в отложениях нижнего мела (альбский и готеривский) и 2 горизонта в средней юре (Ю-1 и Ю-2).

Продуктивность выделенных горизонтов доказана опробованием и получением притоков нефти.

Стратиграфически горизонты приурочены:

- Горизонт al-1 к альбскому ярусу нижнего мела;
- Горизонт g-1 к готеривскому ярусу нижнего мела;
- Горизонты Ю-1 и Ю-2 – к байосским отложениям средней юры.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен ОПЗ, запасы посчитаны по нижнемеловым (K1al, K1g) и среднеюрским(Ю-I+II) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г.

Всего по месторождению извлекаемые запасы составили:

по категории C1 – 312,00 тыс. т, по категории C2 – 337,00 тыс. т, в том числе: По K1al; K1g: по

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

категории С1 – 302,4 тыс. т, по категории С2 – 288 тыс. т; по Ю-I+II: по категории С1 – 9,7 тыс. т, по категории С2 – 49 тыс. т;

Ниже приводится характеристика нефтегазоносности каждой залежи в отдельности, обоснование водонефтяных контактов.

Нижнемеловые отложения

По нижнемеловым отложениям крыло представляет вытянутую структуру с юго-запада на северо-восток. С юго-востока, востока и северо-востока структура ограничена основным сбросом.

С юго-запада, запада и северо-запада структура осложнена серией продольных сбросов, которые образуют ступеньки, а в направлении с юго-запада на северо-восток разбита поперечными сбросами на 11 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, которые прослеживаются по всем отражающим горизонтам.

Бурением изучены I, II, V, IX и X блоки.

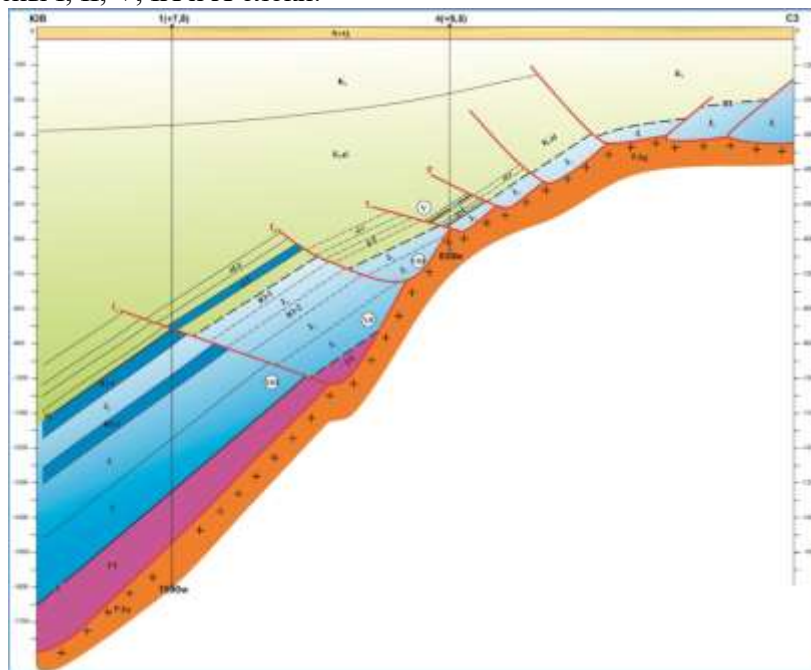


Рисунок 11. Геологический профиль через скважины 1-4

Нижнемеловой горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты а1-1, g-1.

Альбский горизонт а1-1. Стратиграфически горизонт приурочен к альбскому ярусу нижнего мела возраст которого доказан результатами палинологического анализа керна.

Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла.

Литологически горизонт представлен чередованием кварцевых, алевроитисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков. Песчаные пропластки хорошо пропитаны нефтью.

По данным ГИС коллекторы нефтенасыщены в I, II и V блоках, в IX блоке – водонасыщены, в X блоке замещены. В блоках III и IV предположительно нефтенасыщены по аналогии с блоками в I, II и V.

Горизонт выражен 1-7 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности 0,399 д.ед, расчлененности -6,6.

Общая толщина горизонта меняется от 27 м (скв. 5) до 35 м (скв. 6) при средней -31,5 м, нефтенасыщенная от 2 м (скв. 3) до 15,5 м (скв. 7) при средней -8,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов по горизонту определялись по керну и по ГИС.

ФЕС по керну определены по 6 образцам по скважине 7. Открытая пористость изменяется от 24,43 до 38,95% и в среднем составляет -32,51%. Проницаемость определена только по газу и изменяется от 34,78 до 1245,16мД при среднем значении 465,52мД, насыщенность по нефти 0,32д.ед., по воде 0,283д.ед.

По ГИС средневзвешанный коэффициент пористости – 0,315д.ед, нефтенасыщенности – 0,737 д.ед.

Проницаемость по данным гидродинамических исследований колеблется в пределах от 71 до 878 мД, при среднем составляет 475мД.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Блок I. В пределах блока пробурены 2 разведочные скважины 2, 7 и по ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Блок считается полностью нефтеносным, так как по ГИС коллекторы до нижней отметки горизонта нефтенасыщены и при опробовании вода не получена.

Отметка кровли коллекторы в своде минус 440 м. Максимальная отметка нефти по ГИС в скважине 2 минус 582,6м, но так как скважин по падению горизонта нет, то условно принимается, что горизонт в пределах блока полностью нефтенасыщен до отметки минус 600м. Высота залежи составляет -17,4м, размер залежи 0,57х1,2км.

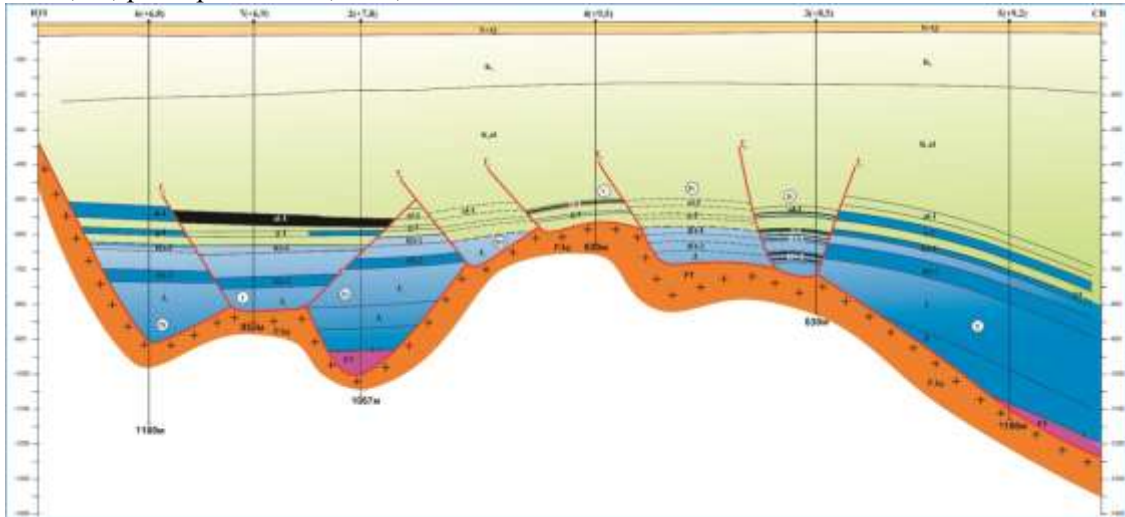


Рисунок 12. Геологический профиль через скважины 6-7-2-4-3-5

Продуктивность доказана опробованием горизонта в скважинах 2, 7 и получением безводных притоков нефти дебитами 4м³/сут и 7м³/сут соответственно.

Общая толщина изменяется от 32,1 (скв.2) до 34 (скв.7) при среднем значении -33м, эффективная нефтенасыщенная от 14,6м(скв.2) до 15,5(скв.7.) при среднем -15м.

Горизонт представлен от 2 (скв.2) до 7 (скв.7) пропластков-коллекторов и характеризуется песчаностью 0,455-0,456д.ед., расчлененностью 4-15 соответственно.

По ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,286 до 0,35д.ед по скважине 2 и от 0,21 до 0,327д.ед по скважине 7, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,687 до 0,754д.ед по скв. 2 и от 0,612 до 0,867д.ед по скважине 7.

Площадь нефтеносности I блока составляет по категории С1 – 608,8 тыс.м², по С2 – 99,6тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. По отношению к блокам IV, X является приподнятым. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине 3 в интервале 505-565м коллекторы нефтеводонасыщенные и литологически представлены неравномерным чередованием пропластков глиен и нефтенасыщенных алевроитисто-глинистых разностей с ухудшенными коллекторскими свойствами. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают интервалы 552-554 и 505,5-511 м.

Отметка кровли коллектора в своде минус 480 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 552,5м, высота залежи 72,5м, размеры 0,85х0,25км.

Продуктивность доказана опробованием скважины 3 интервала 558-552м, получен дебит безводной нефти.

Общая толщина горизонта равна 31м, нефтенасыщенная - 2м, водонасыщенная 1м.

По ГИС коэффициент пористости для нефтенасыщенной части - 0,309, а для водонасыщенной - 0,34д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,778д.ед.

Горизонт представлен 2 пропластками-коллекторами и характеризуется песчаностью – 0,097д.ед, расчлененностью – 4м.

Площадь нефтеносности категории С1 – 69,5тыс.м², в том числе нефтяная – 58,2тыс.м².

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блоки III, IV. Блоки бурением не изучены и нефтенасыщенные коллекторы выделены условно по аналогии с блоками I, V, II.

Отметка кровли горизонта в своде блока III минус 420м, максимальная минус 580м, высота залежи – 160м, размеры залежи – 0,55х0,5км. Площадь нефтеносности составляет 282,8тыс.м².

Отметка кровли горизонта в своде блока IV минус 480м, максимальная минус 560м, высота залежи – 80м, размеры залежи – 0,65х0,25км. Площадь нефтеносности 148,6тыс.м².

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Залежи обоих блоков относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированным.

Блок V. В пределах блока пробурена одна разведочная скважина 4. По ГИС продуктивный горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков-коллекторов в интервале 510,4-516м, представленный алевроитисто-глинистым песчаником с низкими коллекторскими свойствами.

ФЕС коллекторов по керну не изучены, так как керн отобран из глинистой части горизонта. По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,271 до 0,3д.ед, нефтенасыщенности от 0,579 до 0,609д.ед.

Отметка кровли коллектора в своде минус 500м, максимальная минус 560м, высота залежи – 60м, размер 0,2х0,45км.

Общая толщина горизонта по скважине 4 составляет 10 м, нефтенасыщенная – 2,4м.

Горизонт характеризуется песчанностью – 0,24д.ед, расчлененностью – 5.

Продуктивность доказана опробованием интервалов 503-507м, 510-516м. Интервал 503-507м попадает в глинистую часть разреза, а продуктивным является второй интервал, где получен слабый приток безводной нефти дебитом 0,2м3/сут.

Площадь нефтеносности V блока составляет по категории C1 – 27,8тыс.м2, по C2 – 79,8тыс.м2.

Анализ распределения нефтенасыщенных толщин по площади горизонта показывает, что блок I обладает наибольшей мощностью, блоки II, IV наименьшей.

ФЕС коллекторов по керну изучены только по одной скважине в пределах одного блока. По ГИС коэффициенты пористости и нефтенасыщенности 0,35д.ед, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,579 до 0,867д.ед, но так как в пределах блоков пробурено по 1-2 скважины, то средневзвешанные значения параметров определены в целом по горизонту.

Готеривский горизонт g-1. Стратиграфически горизонт приурочен к готеривскому ярусу нижнего мела, что доказано данными палинологического анализа керна.

Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла.

Литологически горизонт представлен чередованием алевроитисто-глинистых и полевошпатово-кварцевых песчаников серого цвета значительным содержанием пирита с карбонатным цементом, песков серого, мелкозернистого, сильного глинистого и рыхлого, со значительным содержанием мелкокристаллического пирита. Порода полностью пропитана нефтью темно-коричневого цвета.

По данным ГИС нефтенасыщен только блок II. Блоки IV, X бурением не освещены, поэтому нефтеносность берется по аналогии с блоком II. В блоках IX, I, III коллекторы водонасыщены, а XI, VIII блоках замещены.

Блок II. В пределах блока пробурена только одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине 3 коллекторы нефтеводонасыщены.

При бурении в скважине отобран керн. С отбором керна проходка по продуктивному горизонту составила 17м, вынос керна – 6,82м, что составляет 40% от проходки.

По данным керна горизонт литологически представлен слабосцементированным алевроитистым песчаником. Было проанализировано 4 образца керна. По данным анализов открытая пористость коллекторов изменяется от 34,1 до 39,06% и в среднем составляет 36,36%, насыщенность нефтью – 0,556д.ед, водой 0,218д.ед, проницаемость по воздуху – 651мД.

Отметка кровли коллектора в своде минус 540м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи 49м, размер 0,85х0,24км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 13м, нефтенасыщенная – 6,4м.

Горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков и 2-х водонасыщенных и характеризуется коэффициентом песчанности – 0,649д.ед, расчлененности – 4.

Продуктивность доказана опробованием интервала 590,5-595м, из которого получен приток безводной нефти.

ФЕС коллекторов определялись по керну и по ГИС. По керну открытая пористость – 0,363д.ед, насыщенность нефтью – 0,556д.ед, водой – 0,218д.ед, проницаемостью по газу – 651мД.

По ГИС средневзвешанный коэффициент пористости изменяется от 0,315 до 0,37д.ед, нефтенасыщенности от 0,793 до 0,820д.ед.

Площадь нефтеносности по категории C1 составляет 75,1тыс.м2.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, водоплавающая, тектонически экранированная.

Блок IV. В пределах блока скважин пробуренных нет. Нефтеносность выделена по аналогии с рядом расположенным блоком II.

Площадь нефтеносности – 132тыс.м2, запасы по категории C2.

Блок X с юга ограничен сбросом f7, с юго-востока - основным сбросом F, с северо-запада сбросом f1, и с севера оконтурен условным контуром нефтеносности.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Горизонт вскрыт в одной скважине 5, в которой коллектора по ГИС водонасыщенны.

Отметка кровли коллектора в своде минус 520м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи – 9м, размер – 0,85х0,24км. Керном блок не освещен.

Общая толщина горизонта составляет 19м, эффективная – 16,7, в том числе водонасыщенная – 16,7м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,879д.ед, расчлененности – 4.

Коэффициент пористости по ГИС изменяется от 0,28 до 0,292д.ед.

Площадь нефтеносности составляет 212тыс.м². Запасы отнесены к категории С2.

Залежь относится к типу пластовых, сводовых, тектонических экранированных.

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ средних толщин по горизонтам указывает, что альбский горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с готеривским. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по альбскому горизонту выше и составляет 0,315д.ед, по готеривскому – 0,305д.ед, нефтенасыщенности наоборот выше по готеривскому горизонту и составляет 0,801д.ед, против 0,737д.ед по нижнеальбскому.

Среднеюрские отложения

В среднеюрских отложениях в пределах крыла выявлены два продуктивных горизонта. Конфигурация крыла, как и в меловых горизонтах, представляет вытянутую структуру с юго-запада на северо-восток и с юго-востока ограничено приграбеновым основным сбросом F.

Крыло от юго-запада до северо-востока разбито поперечными сбросами f4, f5, f6, f7, f8 на 10 блоков - I, II, III, IV, VI, VII, VIII, IX, X, XI. Блок V в районе скважины 4 через основной сброс f контактирует соль, поэтому блок V срезан солью.

Среднеюрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты Ю-1, Ю-2. Бурением освещены I, II, IX, X блоки. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены только в пределах II блока.

Среднеюрский горизонт Ю-1. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. По ГИС горизонт нефтенасыщен в скважине 3, блок II, водонасыщен в скважинах 2,5,6 (блоки X, XI).

Горизонт керном не освещен, но исследованы пробы грунтов, отобранных боковым грунтоносом и шлама. Литологически горизонт представлен глинистым, кварцевым мелкозернистым песком, слабонефтенасыщенным, со слабым запахом нефти, люминесцирует желтым цветом. В шламах глина известковистая, темно-серая, твердая, размывается водой, плотная. Песок серый, полимиктовый, среднезернистый, с включением битумоидов.

Блок II. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине коллектора нефтенасыщенные. Блок ограничен сбросами с юга f6, с севера f7, востока основным сбросом F, с запада приграбеновым сбросом f1.

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 60м, размеры 0,63 х 0,25 км.

Общая толщина горизонта - 20м, эффективная и нефтенасыщенная -3,4 м.

Горизонт состоит из 3-х пропластков- коллекторов и характеризуется коэффициентом песчаности -0,170 д.ед, расчлененности-3.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт испытан совместно с Ю-2 горизонтом. При испытании получен приток безводной нефти дебитом 2,6 м³/сут.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС. Коэффициент пористости изменяется от 0,319 до 0,348д. ед, нефтенасыщенности - от 0,545 до 0,628д.ед .

Площадь нефтеносности – 139,6тыс. м², в т.ч. категории С1-78,2тыс. м², С2- 61,4тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок IV бурением не изучен. Нефтенасыщенность принята условно, т.к. рядом расположенный блок продуктивен

Залежь треугольной формы, ограниченная с севера сбросом f6, с запада сбросом f1, с востока основным сбросом F.

Отметка кровли коллектора в своде минус 520 м, максимальная на отметке минус 540м, высота залежи 20м, размеры 0,15 х 0,5 км.

Площадь нефтеносности -61тыс. м². Запасы нефти отнесены к категории С2.

Блок X. В блоке пробурена скважина 5. По ГИС коллектор в скважине водонасыщен. Блок с

юга ограничен сбросом f7, с юго-востока - основным сбросом F, с северо-запада сбросом f1, и с севера оконтурен условным контуром нефтеносности.

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на условном ВНК на отметке минус 630,5м, высота залежи 70,5м, размеры 0,35 х 0,7км.

Общая толщина горизонта -13м, эффективная -6,5м, водонасыщенная 6,5м

Горизонт представлен 2 пропластками – коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,5д.ед, расчлененностью -2.

По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,26 до 0,265д.ед.

Площадь нефтеносности составляет -161 тыс. м², запасы нефти отнесены к категории С2.

Средневзвешенные значения коэффициента пористости и нефтенасыщенности определены в целом по горизонту и составляют: пористости -0,236д.ед, нефтеносности -0,582д.ед.

Среднеюрский горизонт Ю-2. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. Нефтенасыщенным оказался горизонт только в одной скважине 3. В остальных скважинах горизонт водонасыщен.

Горизонт керном не освещен, но исследована проба грунта, отобранная боковым грунтоносом. Литологически горизонт представлен алевролитом серым, тонкозернистым, на карбонатно-глинистом цементе, люминесцирует светло-коричневым цветом и песком буровато-серым, мелко- и среднезернистым, с признаками присутствия остаточной нефти - в виде микропятен в шламе, со слабым запахом нефти.

Блок II. Горизонт вскрыт в одной скважине 3. По ГИС коллектора в скважине нефтенасыщенны.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт опробован в интервалах 699-694м, 675,5-671м совместно с Ю-1. Получен приток безводной нефти.

Залежь представляет собой замкнутый участок, ограниченный с юга сбросом f6, с юго-востока основным сбросом F, с севера сбросом f7, с запада приграбеновым сбросом f1.

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 680м, высота залежи 80м, размер залежи 0,62 х 0,3 км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 34м, нефтенасыщенная - 6 м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности -0,176д.ед, расчлененностью -5.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС и составляют: коэффициент пористости от 0,272 до 0,381д.ед, нефтенасыщенности от 0,551 до 0,765д.ед.

Площадь нефтеносности запасов категории С1 -78,2тыс.м², С2-61,4тыс.м².

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок IV. В пределах блока пробуренных скважин нет. Нефтеносность горизонта принята по аналогии с блоком II.

Залежь представляет собой треугольник ограниченный с севера сбросом f6, с востока основным сбросом F, с запада f1.

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 20м, размер залежи 0,62 х 0,3 км.

Нефтенасыщенная толщина принята как половина значения по скважине 3.

Площадь нефтеносности -55,2тыс.м², запасы категории С2.

Блок X. В блоке пробурена скважина 5. По ГИС коллектора в скважине водонасыщенны.

Залежь с 3х сторон ограничена сбросами. С юга ограничена сбросом f7, с юго-востока основным сбросом F, с северо-запада сбросом f1, а с севера оконтурена условным контуром нефтеносности.

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 690,5м, высота залежи 90,5м, размеры 0,3 х 0,4 км.

Нефтенасыщенная толщина принята как половина значения по скважине 3.

Площадь нефтеносности составляет 130тыс.м², запасы нефти отнесены к категории С2.

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади горизонтов Ю-1, Ю-2 не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ толщин по горизонтам указывает, что Ю-2 горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с Ю-1. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по Ю-2 горизонту выше и составляет – 0,302д.ед, а по Ю-1 горизонту 0,236д.ед; нефтенасыщенность также по Ю-2 выше и составляет -

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0,635д.ед против -0,582д.ед по Ю-1 горизонту.

Анализ толщин по стратиграфическим комплексам показывает, что среднеюрские продуктивные горизонты обладают большими эффективными и водонасыщенными толщинами по сравнению с нижнемеловыми, а нефтенасыщенные толщины наоборот по нижнемеловым выше чем по среднеюрским.

Средневзвешенный коэффициент пористости по нижнемеловым горизонтам 0,315(а1-1) -0,306 (g-1) по среднеюрским горизонтам 0,236 (Ю-1)- 0,302д.ед(Ю-2), т. е. по нижнемеловым выше по сравнению с среднеюрскими.

Коэффициент нефтенасыщенности по нижнемеловым горизонтам также выше среднеюрских горизонтов.

Таблица 1.2-2

Характеристика толщин пластов и показатели неоднородности

Горизонт	№ скв.	Общая толщина а, м	Эффективная толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Водонасыщенная, м	Расчетная	Песчанность
а1-1				Блок I			
	2	32,1	14,6	14,6		4,0	0,455
	7	34,0	15,5	15,5		15,0	0,456
				Блок II			
	3	31,0	3,0	2,0	1,0	4,0	0,097
				Блок V			
	4	10,0	2,4	2,4		5,0	0,240
среднее а1-1				Блок IX			
	6	36,1	26,9		26,9	5,0	0,745
		28,6	12,5	8,6	13,9	6,6	0,399
g-1				Блок I			
	2	12,0	6,2		6,2	2,0	0,517
				Блок II			
	3	13,0	10,4	6,4	4,0	8,0	0,800
				Блок IX			
	6	12,0	1,3		1,3	3,0	0,108
				Блок X			
среднее g-1	5	19,0	16,7		16,7	4,0	0,879
		14,0	8,6	6,4	7,0	4,2	0,576
Ю-1				Блок II			
	3	20,0	3,4	3,4		7,0	0,170
				Блок IX			
	6	21,0	0,8		0,8	3,0	0,038
				Блок X			
среднее Ю-1	5	13,0	6,5			5,0	0,500
		18,0	3,5	3,4	0,8	5,0	0,236
Ю-2				Блок I			
	7	32,2	25,5		25,5	10,0	0,792
				Блок II			
	3	34,0	6,0	6,0	0,0	11,0	0,176
				Блок IX			
	6	34,0	28,1	0,0	28,1	7,0	0,826
				Блок XI			
	2	32,0	31,4		31,4	2,0	0,981
				Блок X			
среднее Ю-2	5	44,0	23,5		23,5	20,0	0,534
		35,2	22,9	6,0	27,1	10,0	0,662

Водонефтяные контакты.

Залежь а1-1.

I блок. В пределах блока 2 скважины 2, 7, в которых по ГИС горизонт полностью нефтенасыщен. Нижняя отметка нефти в скважине 2 минус 582,6м, в скважине 7 минус 569,4м.

По данным опробования нижняя отметка получения нефти по скважине 2 соответствует нижней отметки нефти по ГИС, а в скважине 2 нижняя отметка получения нефти 568,1м.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Исходя из вышеизложенного, горизонт принимается полностью нефтенасыщенным.

Блок II. Горизонт по ГИС нефтенасыщен в одной скважине 3. Нижняя отметка нефти минус 545,5м, а высокая отметка воды минус 555,5м.

При опробовании нижняя отметка получения минус 549,5м.

Контур нефтеносности принят на отметке минус 552,5м как среднее значение между нижней отметкой получения нефти -549,5м и высокой отметкой воды -555,5м.

В V блоке пробурена скважина 4, в которой по ГИС горизонт полностью нефтенасыщен. Контакт нефть-вода не подсечен. В разрезе в пределах продуктивного горизонта водонасыщенные коллекторы отсутствуют. По ГИС нижняя отметка нефти минус 505,6м, нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 506м. Так как в разрезе скважины вода отсутствует при опробовании и не выделена по ГИС, горизонт принимается полностью нефтенасыщенным.

Залежь g-1.

В блоке II пробурена в пределах контура нефтеносности скважина 3. ПО комплексу ГИС в скважине установлен прямой контакт нефть-вода на отметке минус 589м, который и принимался для подсчета запасов.

Блок X. Нефтеносность установлена по аналогии с блоком II. ВНК принимается по аналогии на отметке минус 589м.

Блок IV. Горизонт полностью нефтенасыщен.

Горизонт Ю-1.

II блок. По ГИС в скважине 3 нижняя отметка нефти минус 630,5м. При опробовании нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 628,5м. Условный контур нефтеносности принимается по нижней отметке нефти по ГИС минус 630,5м.

IV, X блоки нефтенасыщены по аналогии с блоком II, поэтому ВНК принимается на той же отметке.

Горизонт Ю-II.

II блок. В скважине 3 нижняя отметка нефти по ГИС минус 690,2м и нижняя отметка получения притока безводной нефти минус 690,5м. Блок полностью нефтеносен.

IV, X блоки нефтенасыщены по аналогии с блоком II. Блок IV нефтенасыщен полностью, блок X – до глубины 690,5м.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

Пробы нефти в поверхностных условиях отобраны из нижнемеловых и юрских горизонтов.

Пробы отбирались на устье скважины в период испытания.

Исследования проб производилось в аналитическом центре ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау.

Всего отобрано и проанализировано 9 проб, в том числе по горизонтам al-1 – 7 проб (I блоку – 5 анализов по 2 скважинам, II блоку – 1 анализ по скв. 3 и V блоку – 1 анализ по скв. 4), g-1 – 1 проба (скв. 3), Ю-2 – 1 проба (скв. 3). По горизонту Ю-1 пробы не отбирались.

По пробам, отобранным в поверхностных условиях, были определены:

- Физические свойства – плотность, кинематическая вязкость, температура застывания, вспышки, кипения, температура плавления парафина;
- Химические – содержание серы, парафина, асфальтенов и смол;
- Фракционный состав;
- Групповой углеводородный состав.

Таблица 1.2-3

Обоснование водонефтяных контактов по горизонтам и блокам

Гори-зонт	Блок	Скважина	Нижняя отметка нефти по ГИС, м (абс.отм.)	Нижняя отметка получения нефти, м	Высокое положение воды по ГИС, м	Высокая отметка получения воды, м	Принятое положение ВНК, м (абс.отм.)	Примечание
al-1	I	2	-582,6	-582,2	-	-		По данным ГИС в скважинах 2, 7 ВНК не установлен
		7	-569,4	-568,1	-	-		
	II	3	-545.5	-549.5	-555.5	-	ВНК-552,5м	ВНК принят по ГИС как среднее значение между нижней отметкой -549,5м и

								высокой отметкой воды - 555,5м
	V	4	-505,6	-505,6	-	-		По данным ГИС в скважине 4 ВНК не установлен
g-1	II	3	-589	-586,5	-589	-	ВНК-589м	ВНК подсечен по ГИС -589м
Ю-1	II	3	-630,5	-628,5	-	-		Блок полностью нефтенасыщен
Ю-2	II	3	-690,2	-690,5	-	-		Блок полностью нефтенасыщен

Альбский горизонт al-1. Физико-химические свойства изучены по 7 пробам из скважин 2, 3, 4, 7, расположенных в пределах блоков I, II, V.

Блок I. В пределах блока отобрано и изучено 5 поверхностных проб нефти по скважинам 2, 7.

Плотность нефти по горизонту в стандартных условиях изменяется от 0,9140 до 0,9324г/см³, при среднем значении – 0,9179г/см³.

Кинематическая вязкость при 20°С в среднем составляет 1029,3мм²/с, а при 50°С 198,3мм²/с, то есть с увеличением температуры вязкость уменьшается.

Из химических элементов определено содержание серы, парафина и кокса. Содержание серы изменяется от 0,6 до 0,76.5мас. и в среднем составляет 0,65%мас., парафина – 1,7%мас., кокса – 3,17%мас. Из группового углеводородного состава определено содержание смол силикагелевых и асфальтенов. В среднем содержание смол силикагелевых составляет 24%мас., асфальтенов – 2,37%мас. При разгонке нефти светлые фракции начинают выкипать при 100 и 150°С по единичным пробам, а свыше 200°С по всем пробам. Наибольшее количество выкипает керосиновых фракций до 26,4% обем.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости в стандартных условиях к высоковязким, по содержанию серы – сернистым, парафина – парафиновым, смол – высокосмолистым.

Блок II. В пределах блока отобрана и изучена одна поверхностная по скважине 3.

Плотность нефти по горизонту в стандартных условиях составляет 0,9184 г/см³, кинематическая вязкость определена только при 50°С и составляет 64,55мм²/с.

Из химических элементов определены сера, парафин, содержание которых составляет 0,07 и 17,76%мас. соответственно.

Из группового углеводородного состава определено содержание смол силикагелевых и асфальтенов. Смол силикагелевых содержится 21,63%мас., асфальтенов – 2,47%мас.

Фракционный состав нефти не определен.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости при 50°С к высоковязким, по содержанию серы – малосернистым парафина – парафиновым, смол – высокосмолистым.

Блок V. Свойства нефти определены по 1 пробе из скважины 4. Нефть характеризуется плотностью в стандартных условиях 0,9011г/см³, кинематической вязкостью при 20°С – 155,9мм²/с, а при 50°С – 32,1мм²/с. По содержанию серы относится к малосернистым (0,52%мас.), малопарафиновым (1,14%мас.), смолистым 14,5%мас. Температура кипения 98°С и наибольшее количество светлых фракций выкипает при 300°С в количестве 65% объема.

Готеривский горизонт g-1. По горизонту отобрана одна проба из скважины 3 блока II. По результатам анализа плотность нефти – 0,9362г/см³, кинематическая вязкость при 20°С – 2019,6мм²/с, при 50°С – 234,16мм²/с.

Нефть содержит серы 0,80%мас., парафина 1,97%мас., кокса 2,93%мас., силикагелевых смол 26%, асфальтенов 2,94%. Выход светлых фракций, выкипающих до 300°С в пробе нефти составляет 22% объема, температура застывания -18°С, вспышки – 95°С.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости в стандартных условиях – к высоковязким, по содержанию серы – сернистым, парафина – парафиновым, высокосмолистым.

Юрский горизонт Ю-2. Горизонт изучен по 1 пробе из скважины 3, пробуренной во II блоке.

Плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,9028г/см³, кинематическая вязкость при 50°С – 151,31мм²/с.

Нефти по физическим свойствам относятся: по плотности – к тяжелым, по вязкости – к высоковязким. По химическим свойствам: по содержанию серы – малосернистым (0,52%), парафина – малопарафиновым (1,51%), смол силикагелевых – высокосмолистым (16,82%).

По месторождению пробы газа не отобраны из-за незначительного его содержания.

2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Климатические условия региона. Состояние воздушного бассейна

2.1.1 Климатические условия региона

Заметный смягчающий вклад вносит влияние Каспийского моря. Зона влияния практически на все климатические показатели на восточном побережье Каспия достигает 150 – 200 км. Наиболее сильно это влияние сказывается в 3-х – 5-ти километровой полосе, прилегающей к береговой черте. Зимой в районе расположения объекта преобладает антициклональный тип погоды и восточные и юго-восточные ветры. Это снижает возможности для проникновения холодных арктических масс, поэтому средние месячные значения температур воздуха зимой относительно велики.

Средняя месячная температура воздуха в январе $-8,0^{\circ}\text{C}$. В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до -36 , и даже -40°C , в аномально теплые - неожиданные оттепели от $+5$ до $+15^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры воздуха в июле достигают значений $+39-45^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля $+32,1^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с температурой воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$ варьирует в пределах 170 – 180 дней. Весна и осень в районе характеризуются быстрым переходом температур от морозных к жарким и наоборот. Это сезоны с частой сменой и неустойчивостью погод. Весной часты возвраты холода, осенью – ранние заморозки. Более благоприятным является осенний период, когда температуры воздуха и скорости ветра более часто лежат в комфортных пределах (менее 27°C и 5 м/с соответственно). Летом на территории района устанавливается малооблачная жаркая погода. Развитие Иранской термической депрессии характеризуется непрерывным нарастанием температур. Широтный ход изотерм нарушается не только под влиянием циркуляционных процессов, но и под влиянием Каспийского моря. Средние июльские температуры воздуха в районе равны $24,5 - 25,5^{\circ}\text{C}$. С удалением от моря на восток, на расстояние 150 – 200 км, они повышаются на $1,5-2,0^{\circ}\text{C}$.

Все три летних месяца днем на территории района преобладают дискомфортные перегревные погоды, когда температура воздуха превышает $+27^{\circ}\text{C}$ и погоды жесткого перегрева, когда температура выше $+33^{\circ}\text{C}$. Самым жарким месяцем является июль, когда в дневные часы температуры воздуха лежат в пределах $+32 - +34^{\circ}\text{C}$, снижаясь ночью до $+19- +22^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум температур $+45 - +47^{\circ}\text{C}$.

Дискомфортность летних температур усиливается на открытом воздухе за счет воздействия прямой солнечной радиации и низкой относительной влажности воздуха.

В годовом ходе осадков максимум их приходится на летние месяцы, что связано как с прохождением атмосферных фронтов, так и с влиянием огромных масс влажного воздуха, испарившегося с поверхности Каспийского моря.

Максимальное влияние местного испарения на осадки отмечается в июле – августе. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка количество осадков снижается до 130 – 140 мм в год, а максимум их смещается на весенние месяцы.

Минимум осадков в районе приходится на зимний период, когда над территорией устанавливается антициклональный тип погоды, а испарение с поверхности Каспия резко уменьшается. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка минимум осадков смещается на осенние месяцы.

Холодный период, когда преимущественно выпадают твердые осадки, продолжается с декабря по март. В этот период на территории района отмечается относительно устойчивый снежный покров. Высота снежного покрова 10 – 15 см., запасы воды в снеге невелики 25 – 40 мм.

Осадки являются одним из важнейших факторов самоочищения атмосферы, особенно интенсивные и ливневые осадки. Однако, в данном районе число дней с осадками интенсивностью >5 мм составляет только 8 – 9 дней за год, а интенсивностью >30 мм 0,1 – 0,5 дней за год. В годовом ходе максимум ливневых осадков приходится на май – июль месяцы.

Годовая сумма атмосферных осадков колеблется от 191 до 215 мм, среднегодовая - 203 мм. Средний суточный максимум осадков – 18 мм. Число дней с относительной влажностью менее 30% летом достигает 24,5 в месяц. Устойчивый снежный покров устанавливается обычно во второй половине декабря и сохраняется в течение 65 – 95 дней. Средняя высота снежного покрова не превышает 10 – 15 см, средние запасы воды в снеге – 25 – 40 мм.

В холодное время года преобладают ветры восточного направления, порождаемые западным отрогом Сибирского антициклона. Весной атмосферная циркуляция в регионе характеризуется усилением меридионального межширотного воздухообмена. Летом преобладают в приземном слое

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

западные и северо-западные ветры с Азорского максимума.

Осенью вновь усиливается меридиональный межширотный воздухообмен, однако, более слабый по сравнению с весенним периодом.

Характерной особенностью климата описываемой территории является исключительно высокая динамика атмосферы, создающая условия интенсивного турбулентного обмена и препятствующая развитию застойных явлений. Инверсии отмечаются, преимущественно, в ночное время суток с повторяемостью от 40 до 60%, однако, быстро разрушаются в первой половине дня в условиях активного турбулентного перемешивания.

Режим ветра в районе носит материковый характер и характеризуется преобладанием восточных, юго-восточных ветров зимой и западных, северо-западных ветров – летом. Зимой, когда воды Каспия менее охлаждены, чем прилегающие к нему районы пустыни, создаются условия для переноса холодных воздушных масс в сторону моря, что еще более увеличивает повторяемость восточных, юго-восточных ветров.

Летом более холодные массы воздуха с морской поверхности устремляются на сушу, увеличивая повторяемость западных, северо-западных ветров. Летом зафиксирована также суточная смена направлений ветра. Морские бризы дуют с моря на сушу в ночные часы, принося прохладу. Днем ветер дует с суши на море.

Средние месячные значения скорости ветра превышают показатель, характеризующий среднюю скорость на территории Казахстана (3,7 м/с), и колеблется в пределах от 4,1 до 5,8 м/с (средняя за год – 4,67 м/с). Наибольшее количество дней с сильными ветрами (более 15 м/с) отмечается в весенний период (3,6 – 3,8). Несмотря на отмеченные выше особенности ветрового режима региона, число дней с пыльной бурей не велико и только в апреле достигает 2,5.

Среднегодовая повторяемость скорость ветра по градациям на м/с Кульсары представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Румбы	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24
%	10,2	22,5	25	16,8	8,7	7,5	3,6	3	1,5	1,2	0,1

Средние и годовые показатели ветрового режима представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Средние месячная и годовая скорость ветра, м/с												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,7	5,1	5,3	5,1	4,6	4,1	3,8	3,8	4,1	4	4,1	4,4	4,4
Повторяемость штилевых условий (%)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4	4	3	5	5	7	7	6	7	7	7	5	6
Число дней с сильными ветрами (больше 15 м/с)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,0	2,2	3,6	3,8	3,2	2,3	2,8	1,6	1,6	2,2	2,4	1,8	29
Число дней с пыльной бурей												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
0,2	1,0	2,0	2,5	1,8	1,1	1,2	1,3	0,6	0,4	0,8	0,5	13,2

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Жылыойский район относится к III-й зоне потенциала загрязнения воздуха. Эта зона характеризуется повторяемостью приземных инверсий до 40-60% при их мощности зимой от 0,6 до 0,8 км, а летом - не более 0,4 км. Во все сезоны повторяемость скорости ветра 0-4 м/с на высоте 500 м составляет 20-30%.

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

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

Капли тумана поглощают примесь, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A	200
Коэффициент рельефа местности	η	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	T _{нар(ж)}	34,5
Средняя температура наиболее холодного месяца года, °C	T _{нар(х)}	-11
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	5,8
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	среднегодовая	
С	11	
СВ	11	
В	26	
ЮВ	12	
Ю	9	
ЮЗ	8	

3	13
СЗ	10
Штиль	13

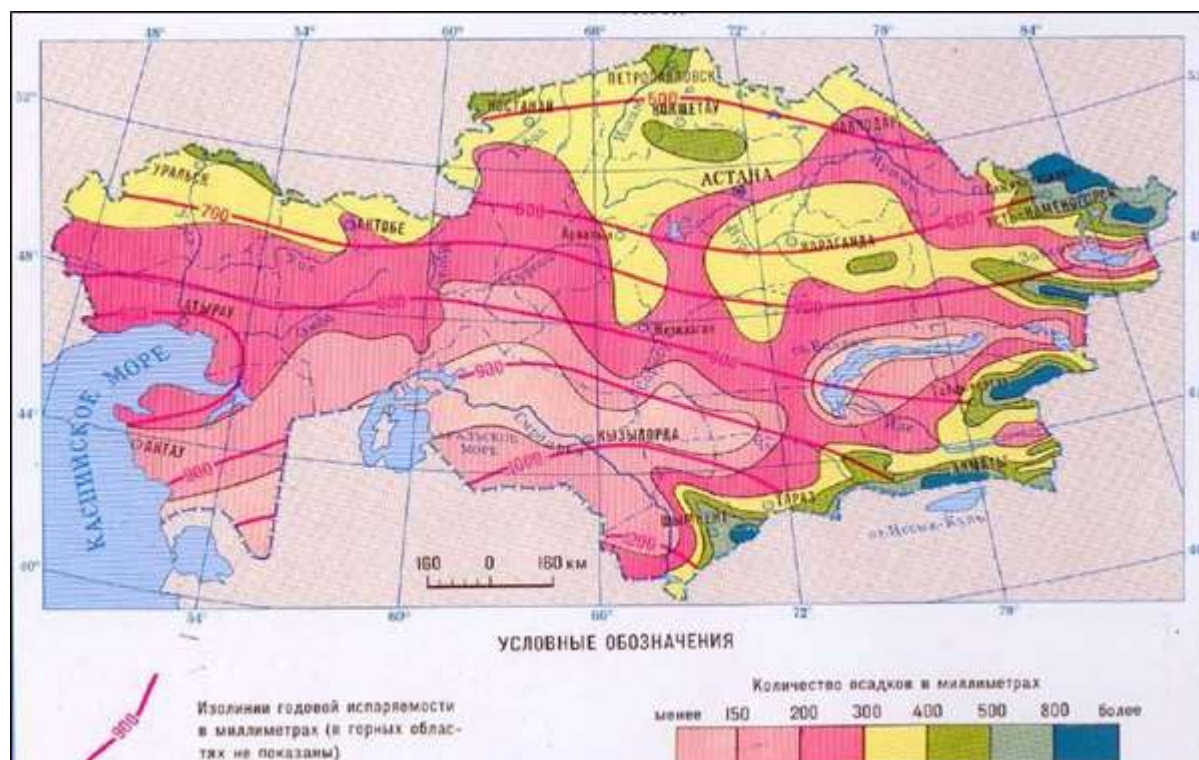


Рисунок 12 - Климатическая карта

2.1.2 Современное состояние воздушного бассейна

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

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

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

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

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

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

По данным Информационного экологического бюллетеня (Астана, 2021) в 4 квартале 2021 года при проведении экспедиционных обследований по Атырауской области показало, что содержание взвешенных веществ, диоксида серы, диоксид азота и оксида углерода находились в пределах допустимой нормы.

2.1.3 Гидрографическая характеристика

Непосредственно в районе работ гидрографическая сеть разбита весьма слабо, которая представлена низовьями реки Эмба, не имеющие здесь притоков, временными водотоками и системой озер (соров).

Река Эмба в пределах района имеет протяженность 156 км в 130 км от устья отделяется рукав Бахаш, а в 12 км русло разделяется на ряд мелкие рукавов, большая часть которых теряется в песках. Русла наиболее крупных из них – Атарал и Караузек достигают Каспийского моря в виде слабозаметных ложбин, вода по которым проходит в исключительно многоводные годы.

Питание рек снеговое. Полноводье начинается в конце марта – начале апреля. В это время уровень в водотоках поднимается до 1-2 м, а в многоводные годы до 4 м за период полноводья проходит 95-100% годового стока. После прохождения максимума начинается спад водности, в межень реки пересыхают, разбиваясь на отдельные плесы.

Во время полноводья, вода рек имеет минерализацию 300-700 мг/л, с уменьшением водности минерализация увеличивается до 5 г/л, достигая в плесах до 9 г/л. Учитывая это, использование поверхностных вод сильно ограничено для орошения и обводнения пастбищ и возможно только в период весеннего полноводья, когда минерализация воды находится в пределах до 1 г/л.

На территории района имеется множество понижений, где собирается талый сток и вода держится до осени. Наиболее крупных понижения – озера Нурамколь, Бартылдакты, Каспысколь. Очертания этих озер, уровни и минерализация постоянно меняются как в течение года, так и в разрезе ряда лет. Вода в озерах соленая, не пригодна для питья, орошения и обводнения пастбищ.

Рек и водотоков с постоянным стоком на месторождении нет. Встречающиеся русла временных водотоков имеют поверхностный осадков.

Река района Эмба, протекает в 60 км от Каспийского моря. Река находится за пределами отрицательного воздействия со стороны объектов участка Каскырбулак Южный.

Западная часть Жылойского района омывается водами Северного Каспия.

2.1.4 Современное состояние водных ресурсов на месторождении

Хозяйственно-бытовые и производственные сточные воды отводятся в септики, и далее по мере заполнения вывозятся специальным автотранспортом на ближайшие очистные сооружения по договору

В связи с вышеуказанным, мониторинг сточных вод на участке Каскырбулак Южный не проводится.

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

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

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

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

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

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 8, 9.

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

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933г.

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

Ближайший населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются – Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 70 лет и месторождение Биикжал в пробной эксплуатации.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5.

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Настоящим Проектом предусматривается переинтерпретация ранее проведенных 2Д сейсморазведочных работ на контрактной территории, дальнейший сбор геолого-геофизической информации по пробуренным скважинам и на основе этого бурение одной независимой скважины и проведение оценки ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях.

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

5.1. Основные проектные решения

Объект исследования – разведочные работы (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный.

Настоящий Проект разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный предусматривает полный охват изучением и бурением контрактной территории с целью промышленной оценки выявленных залежей.

При подготовке настоящего проекта были учтены геолого-геофизические данные, результаты поисково-разведочных работ на месторождении Каскырбулак Южный.

В процессе разведочных работ по оценке предусмотрено решение следующих основных задач:

- прослеживание выявленных залежей и определение пространственных границ нефтеносности и структурных особенностей;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- изучение свойств насыщающих флюидов в пластовых и поверхностных условиях
- изучение фильтрационно-емкостных свойств пласта и эксплуатационных характеристик скважин по данным опробования и испытания с привлечением ГДИС и ГИС
- изучение горно-геологических и термодинамических условий залегания
- оценка запасов выявленных залежей, получение исходных данных для оперативного подсчета запасов углеводородов на площади Каскырбулак Южный.

Таблица 5.1-1

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Кол-во скв. и объектов	Объект испытания	Горизонт	Дебит нефти, м ³ /сут	Период испытания, сутки	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча нефти, тн.
1	2	3	4	5	6	7
1 объект	1	K ₁ -J ₂	9	90	910	737
P-14	3	K ₁ -J ₂	9	270	910	2 211
7	1	K ₁	7	90	910	537
2 скважины	Всего – 4объекта	K ₁ -J ₂	7-9	360	910	2748

5.1.1. Обоснование этажей оценочных работ

Согласно проведенным исследованиям в пределах площади Каскырбулак Южный выделяются продуктивные горизонты в меловых и юрских отложениях.

На месторождении Каскырбулак Южный выделили четыре продуктивных горизонта: два в нижнем мелу: в нижнем альбе и готериве и в среднеюрских отложениях 2 горизонта - Ю-1, Ю-2, в которых выявлены залежи нефти.

Учитывая геологическое строение меловых и юрских отложений, физические и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, а также насыщенность пластовыми флюидами, целесообразно выделить один этаж оценочных работ: юрско-меловой на всей контрактной территории.

5.1.2. Размещение скважин

Настоящий Проект разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный предусматривает полный охват изучением и бурением контрактной территории с целью промышленной оценки выявленных залежей.

Очередность бурения и категории скважин, а также местоположение скважины Р-14 будут скорректированы на основании данных переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейморазведочных работ на участке исследований.

На месторождении планируется бурение одной независимой скважины Р-14, глубиной 750м, местоположение которой будет уточнено в результате переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсмических работ и расконсервация скважины 7 на глубину 600м, возможно проведение ЗБС.

Скважина Р-14 – независимая, местоположение скважины условно в пределах северо-западного крыла, в III блоке, в наиболее приподнятой части. Проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми, проектная глубина-750м.

Местоположение скважины будет уточняться по результатам переобработки и переинтерпретации сейморазведочных работ.

Скважина 7- пробурена на сейсмическом профиле f-ad-0562 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти и газа. Скважина вскрыла отложения верхнего и нижнего мела, средней юры и кунгурского яруса нижней перми. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтенасыщенные пласты выделены в отложениях нижнего мела, при испытании которых получен приток за счет пластовой нефти дебитом 7м3/сут/ Планируется расконсервация скважины на максимальную глубину – на глубину 600м после получения данных по скважине.

Таблица 5.1-2

Перечень проектных скважин

Участок	№ скв.	Проектный забой	Категория скважин	Год бурения
Северо-западное крыло Блок III	Р-14	750	независимая	2023
Северо-западное крыло Блок I	7	600	зависимая	2024

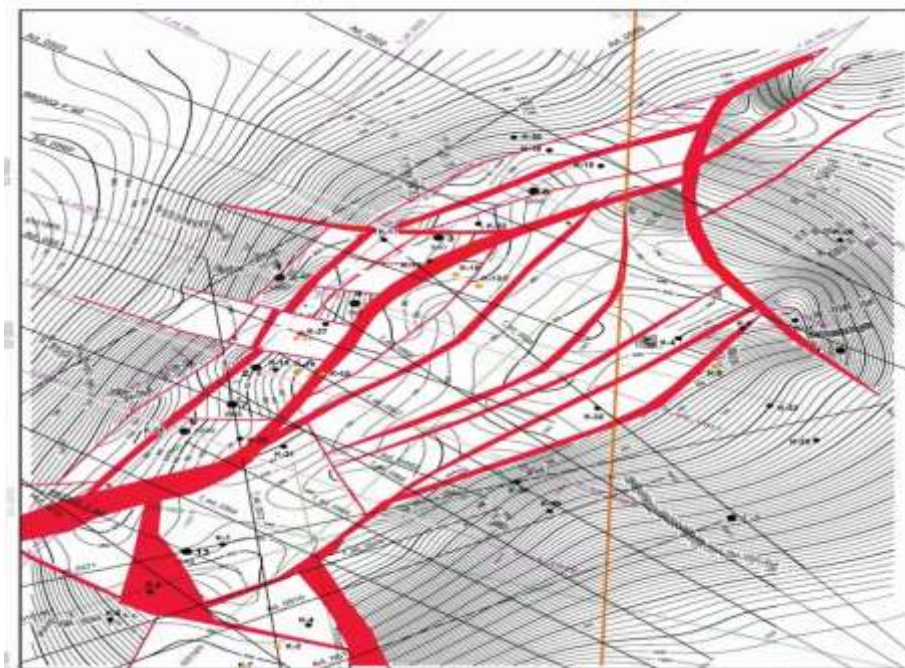


Рисунок 12. Схема размещения проектных скважин

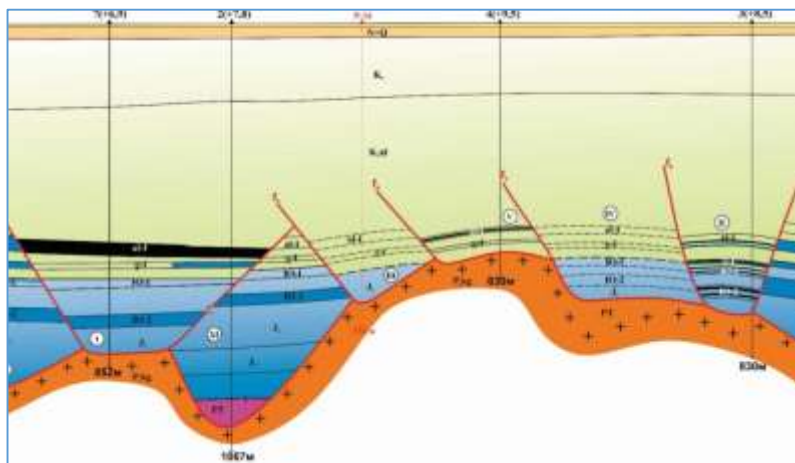


Рисунок 13. Геологический профиль через скважины 7-2-P-14-4-3

5.1.3. Продолжительность строительства

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на контрактной территории ТОО «Petrocraft».

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины Р-14 проектной глубиной 750м (+/-250м), составит 305 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 10 суток;
- бурение и крепление скважины – 20 суток;

испытание: - в открытом стволе – 5 суток; в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 180 суток (2 объекта), по юрским J отложениям – 90 суток (1 объект).

Продолжительность цикла расконсервации и испытания скважины 7 составит 115 суток, из них расконсервация – 20 суток, испытание - в открытом стволе – 5 суток; - в эксплуатационной колонне -90 суток.

Календарный план бурения проектных скважин приведен в таблице 5.1-3.

Таблица 5.1-3 -Календарный план бурения проектных скважин

№ п/п	Номер скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1	Р-14-независимая	750	Р _{1к}	2023	2024
2	Расконсервация скв 7-зависимый объем	600	J ₂	2025	2025

5.1.4. Геологические условия проводки скважин

При строительстве скважин на месторождении Каскырбулак Южный предусматривается вскрытие надсолевого комплекса.

Надсолевой интервал представлен песчано-глинистыми терригенными отложениями.

Твердость пород по 12 категорийной шкале Шрейнера А.Л. соответствует 2 (7) категориям твердости, что соответствует мягкой (2), средней (3,4), твердой (5,6), и очень твердой (7) группам.

По абразивности они классифицируются по 8 категорийной шкале Барона Л.И. от весьма малоабразивной (1 кл.) до среднеабразивной (1У кл.) и выше средней абразивности (У Кл.).

Исходя из геологического разреза скважин, пробуренных на площади, при проводке скважин могут быть следующие осложнения:

В интервале 0 - 280 м условия бурения нормальные.

В интервале 280- до проектной глубины (750м) в отложениях нижнего мела и юры возможны нефтегазопоявления.

Таблица 5.1-4

Геологические условия проводки скважины Р-14

№№ пп	Интервалы разреза с различными	Стратиграфическая	Литологические особенности	Категории пород	Ожидаемые пластовые
-------	--------------------------------	-------------------	----------------------------	-----------------	---------------------

	геолого-техническими условиями, м					по твердости	по абразивности	давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
	от	до	толщина							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	200	200	K ₂	терригенные породы	II	II	20		2
2	200	550	350	K _{1al}	терригенные породы	II	II	55		2
3	550	630	80	K _{1g}	терригенные породы	II	I	63		3
4	630	700	70	J ₂	терригенные породы	III	II	70		3

Таблица 1.5-5

Ожидаемые осложнения при бурении скважины Р-14

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст пород	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	280-750	K-J	Возможны поглощения бурового раствора и нефтегазопроявления	

Характеристика промывочной жидкости

Таблица 1.5-6

Параметры бурового раствора по интервалам бурения скважины Р-14

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Вязкость, сек.	Фильтрация, см ³ /30мин	Толщина корки, мм	Содерж. песка, % не более	Наименование бурового раствора и химических реагентов
0-50	1.10-1.12	45-55	10-12	2-2.5	4	Бентонитовый – Бентонит СК, Na ₂ CO ₃
50-280	1.14-1.16	40-45	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, ЕСОРАС-R, Na ₂ CO ₃
280- 750	1.16-1.18	40-50	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, POLY-PAC, KCL, NaOH, ЕСОРАС-R Na ₂ CO ₃

Примечание: 1. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважин.

2. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

При вскрытии нефтегазоперспективных отложений необходимо иметь запас бурового раствора в объеме скважины.

5.1.5. Обоснование типовой конструкции скважин

Для проектируемых разведочных скважин предусматривается следующая конструкция:

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину до 50 м с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

Техническая колонна диаметром 244,5мм спускается на глубину 280 м с целью перекрытия верхнемеловых отложений. Цементируется до устья. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием ППГ-230х350, ПУГ-230х350.

Эксплуатационная колонна диаметром 168мм спускается на проектную глубину 750 м с целью разобщения продуктивных горизонтов и испытания скважины на продуктивность. Цементируется до устья. Устье скважины оборудуется колонной головкой ОКК1-210х168х245 и фонтанной арматурой АФ1-65х210.

Таблица 5.1-6 - Сводные данные по типовой конструкции скважины Р-14, глубиной 750м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Направление	324	Д	0-50	-
4	Промежуточная (техническая) колонна	244,5	Д	0-280	-
5	Эксплуатацион ная	168,3	Д	0-750	-

Конструкция скважины 7 согласно историческим данным. Фактическая пробуренная глубина – 852 метра.

Направление диаметром 426мм, спущенное на глубину 9,7м с подъемом цемента до устья;

— Кондуктор диаметром 324мм спущен на глубину 52м, с подъемом цемента до устья;

— Техническая колонна 245мм спущена во всех пробуренных скважинах на глубину 200м с подъемом цемента за колонной до устья;

Эксплуатационная колонна 168мм спущена по 4 скважинам (№№2,3,4,7) на глубину до 852м с подъемом цемента до устья.

5.1.6. Оборудование устья скважин

Тип противовыбросового оборудования, устанавливаемого на устье, в зависимости от ожидаемого флюида и пластового давления приводятся в таблице 5.1-7.

Таблица 5.1-7

Оборудование устья скважин

Тип противо- выбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
ППГ-230х350 ПУГ-230х350	350 350	60	1	244,5
ОКК1- 210х168х245 АФ1-65х210	210 210	120	1	168

Примечание: Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудование составляется буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

5.1.7. Комплекс геолого-геофизических исследований

Отбор керна и шлама

Проектом бурения скважин на месторождении Каскырбулак Южный предусматривается бурение с отбором керна в объеме 60 м в интервалах: 520-540м, 550-570м, 630-650м. Эта величина может быть изменена по данным газокаротажных исследований.

Отбор шлама предусматривается по всему разрезу скважин, с глубины 280 м до проектной глубины через 5 м.

Отбор керна и шлама предполагается дополнить отбором боковых грунтов для обеспечения точной литологической привязки керна к каротажу, более точного изучения литологии разреза продуктивных отложений. Глубины отбора будут намечаться в оперативном порядке по каротажным данным с учетом шлагограмм и отбора керна.

Интервалы отбора образцов керна и шлама в процессе проводки скважины будут уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. В таблице 5.1-8 даны ориентировочные интервалы отбора. После подъема керна или боковых грунтов необходимо произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтеносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Керн мыть не рекомендуется.

Таблица 5.1-8

Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
Р-14	К	520-540 550-570	40	по всему разрезу скважин, с глубины 280 м до проектной глубины через 5 м.
	Ж	630-650	20	
Всего:			60	

Примечание: Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ.

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъема шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближенных к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обвальную породу от забойной. Шлам пакуются в специальные мешочки, которые нумеруются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шлаго-кернограмма.

Геофизические и геохимические исследования

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования предусматривается проведение комплекса промыслово-геофизических работ

Таблица 5.1-9

Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах

Интервалы исследований	Виды работ
------------------------	------------

280м - до 750м	КС, ПС, ДС, ГК, инклинометрия Высокоразрешающий индукционный каротаж (HDIL) Литоплотностной каротаж (Z-Densilog) Компенсированный нейтронный каротаж CN Акустический каротаж (BHC-sonic) Каверномер Cali Микробоковой каротаж MLL или MSFL Гамма-каротаж (GR) ПС (SP)
0-до 750м	АКЦ (акустический цементомер за эксплуатационной колонной SBT)

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться в ходе бурения геологической службой Заказчика и подрядной Компанией.

После проведения комплекса ГИС в скважине Заказчику выдается оперативная информация, а после проведения полной обработки – окончательный результат с рекомендациями по выбору объектов для испытания на притоки нефти и газа. На каждой скважине проводятся геолого-технические исследования. Полный комплекс газового каротажа будет проводиться, начиная с глубины 280 м до забоя в разведочных скважинах.

Предусматривается отбор образцов керна боковым керноотборником, отбор пластовых флюидов и опробование в колонне выделенных по данным ГИС продуктивных горизонтов.

Опробование, испытание и исследование скважин

Основной целью бурения проектируемых скважин является оценка выявленных залежей в пределах северо-западного крыла и изучение перспектив нефтегазоносности и открытие залежей нефти и газа в отложениях мела и юры на неизученной части структуры Каскырбулак Южный. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, кольматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность. Параметры промывочной жидкости и технические средства очистки скважин от выбуренных пород и шлама должны быть предусмотрены в Техническом проекте на бурение скважин. Сводные данные по испытанию горизонтов в процессе бурения скважины Р-14 приведены в таблице 6.8.3.1. Точные интервалы испытания будут определены по результатам анализа керна, данных интерпретации ГИС и т.д. Испытание в процессе бурения производится с помощью испытателя пластов на бурильных трубах по мере вскрытия разреза в наиболее перспективных интервалах. Испытание производится с применением жесткой обвязки и проведением исследовательских работ по замеру дебитов, КВД и др.

Испытание пластоиспытателем на бурильных трубах в процессе бурения каждого объекта проводится по утвержденному плану. Подрядчик может предоставить дополнительные предложения и рекомендации по испытанию скважины на бурильных трубах в процессе бурения.

Интервалы испытания определяются по данным промыслово-геофизических исследований и другим данным.

Перед проведением испытания производится монтаж линий для отвода от устья скважины пластовой жидкости или газа на расстояние в соответствии с требованиями пожарной безопасности. В целях предупреждения открытого выброса на буровой должен быть нормативный запас бурового раствора.

Таблица 5.1-10

Предполагаемые интервалы испытания скважин

Скважина	Интервалы испытания объектов	Геологический возраст, литология	Вид опробователя пласта	Плотность промывочной жидкости, г/см ³
Р-14	520-540 550-570	К ₁ песчаник	МИГ-146	Согласно Проекту строительства скважины
	630-650	Ј ₂ песчаник		

7	544-574	К ₁ песчаник	МИГ-146	Согласно Проекту строительства скважины
---	---------	-------------------------	---------	---

Примечание: Интервал опробования и испытания будет уточняться по данным ГИС.

Испытание и исследование пластов в колонне

В процессе бурения устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовой установкой. Превенторы и задвижки испытываются давлением в соответствии с ожидаемым и их техническими характеристиками.

После окончания бурения устье скважины обвязывается колонной головкой, отпрессованной в соответствии с технической характеристикой. Эксплуатационная колонна спускается до забоя.

После спуска и цементации эксплуатационной колонны проводится испытание ее на герметичность двумя способами: опрессовкой давлением и снижением уровня.

После спуска эксплуатационной колонны предусматривается проведение испытания в скважине.

Испытание продуктивных пластов производится по схеме «снизу-вверх» с установкой разделяющих цементных мостов.

Поинтервальная оценка насыщения и продуктивности перспективных интервалов с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах позволяет значительно сократить расходы на испытание в колонне. Основываясь на материалах изучения керна, результатах ИПТ, ГИС и условий проводки, в скважине проектируется предварительно испытание в колонне выделенных объектов. После получения притока углеводородов производится отработка скважины на трех режимах (через штуцеры 6, 8, 10) для получения данных, по оперативной оценке, продуктивности.

В скважинах необходимо провести комплекс исследований, включающий:

- определение дебита флюидов на трех режимах;
- определение пластового, забойного, трубного и затрубного давлений;
- определение давления насыщения в пластовых условиях;
- определение проницаемости и продуктивности пластов;
- определение отдающих интервалов;
- замер температуры по стволу скважины;
- отобрать пробы флюидов для определения физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях;
- отобрать пробы пластовых вод для определения типа и физико-химических свойств.

При получении притоков углеводородов, характеризующихся незначительными дебитами, необходимо проводить работы (при необходимости многократные) по интенсификации притоков методами пескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта.

Освоение продуктивных горизонтов будет проводиться созданием депрессий на пласт за счет замены бурового раствора на воду с последующей аэризацией.

Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температура пласта, забойные и устьевые давления, изменение поступления флюидов при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, расчетным путем определяются коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости и абсолютно свободный дебит скважины.

Освоение скважины производится в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр»

После завершения работ на исследуемом объекте скважина задавливается буровым раствором, устанавливается изоляционный мост. В таблице 5.1-11 приводятся предполагаемые интервалы опробования скважин в обсаженном стволе.

Предполагаемые интервалы опробования скважин в обсаженном стволе

№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. м	Плотность промысловой жидкости, г/см ³	Метод вызова притока, количество режимов исследования	Метод интенсификации притока
1	2	3	4	6	7	8	9
Р-14	520-540 550-570	К ₁ песчаник	нефть	Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 ½ или аналог плотностью 14-16 отверстий на 1 п.м	1,18	свабирова ние	МПД, СКО
	630-650	Ј ₂ песчаник					
7	544-574	К ₁ песчаник					

Исследования скважин. Гидродинамические исследования скважин выполняются с учетом состояния эксплуатационной колонны и точного определения искусственного забоя.

Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;
- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;
- замеры дебитов нефти, газа и воды;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

В зависимости от характера притока флюидов из скважины, применяют фонтанный метод исследований или метод свабирования.

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойных давлений и температуры на нескольких режимах.

На всех режимах отбираются глубинные пробы, определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

Опробование осуществляется методом свабирования или аэрации, производится комплекс исследовательских работ: замер дебитов флюидов на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После проведения всех видов исследований, устанавливается цементный мост с целью перехода к следующему объекту.

5.1.8. Попутные поиски

Попутные поиски заключаются в комплексном изучении вскрываемого разреза с целью обнаружения залежей полезных ископаемых.

Основным методом изучения радиоактивности горных пород является гамма-каротаж, проводимый в открытом стволе и со 100-% охватом запроектированного метража бурения. Кроме того, предусмотрен отбор проб воды для определения водорастворенных солей урана и радия.

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектных скважинах составляет:

1. Гамма-каротаж -750м

2. Контрольный каротаж в объеме 10 %

3. Отбор проб воды (по 1 л) - ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

Поиски микроэлементов включают отбор проб воды при получении притока воды (объем 2 л), 1 определение микроэлементов- 2 пробы.

Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

При бурении поисковых скважин необходимо попутно вести поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.)

При обработке кернового материала необходимо обратить внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, железистых и марганцевых руд, цветных и редких металлов, строительных материалов, различных видов сырья.

В разрезе пробуренных скважин отмечаются только прослои углей небольшой толщины, не имеющие промышленного значения.

В соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и отдельных скважин, давших при опробовании воду», необходимо, в случае их ликвидации, использовать последние для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований.

5.1.9. Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на площади Каскырбулак Южный направлена на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями, предусмотренными Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утвержденными МЭ РК за №200 от 22.05.2018г (далее Правила).

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС недропользователя.

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектных глубин в скважину спускается и цементируется колонна диаметром 168,3 мм с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов. После испытания всех перспективных горизонтов, скважина ликвидируется как выполнившая свое назначение. Предусматривается также вариант ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны.

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса РК, ликвидация последствий недропользования производится:

1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных подпунктами 2) и 3) пункта 4 статьи 107 Кодекса РК;

2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном статьей 114 Кодекса РК.

Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

Согласно п. 6, 7 статьи 126, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море. Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

Право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет недропользователь.

Ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения экспертиз проектом ликвидации недропользования.

Ликвидация последствий недропользования проводится: на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается возвратить государству.

Обязательным является ликвидация скважин, которые подлежат ликвидации по техническим или геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектами, реализуемыми в период разведки и добычи.

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг.

Ниже приводятся нормативы затрат рабочего времени работников и спецтехники по видам работ при ликвидации. Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

В соответствии п.2 ст.397 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. (далее – Кодекс), при проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

1. конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;
2. при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;
3. после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;
4. буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, непригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулирующими устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;
5. консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

5.1.10. Обработка результатов оценки

В процессе бурения скважин геологической службой недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопрооявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого – геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково – оценочных работ является подготовка базы данных для подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по подсчету запасов данные будут основой в будущем для составления проекта пробной эксплуатации месторождения и других проектов по освоению месторождения.

Другим не менее важным направлением обработки данных оценочного бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и на перспективу. Хотя к настоящему времени на контрактном участке значительно прояснилась ситуация с количеством основных нефтегазоперспективных комплексов, к которым довольно однозначно относятся меловые и юрские отложения, в процессе проведения оценочных работ могут возникнуть вопросы, требующие срочного решения. Это связано со слабой изученностью в первую очередь юрского

разреза. Очень внимательно следует анализировать особенности строения мезозойских отложений, из которых могут быть получены, в том числе и в аварийной ситуации, притоки углеводородов.

От успешного решения рассмотренных вопросов во многом будет зависеть эффективность проведения дальнейших оценочных работ на площади.

Таблица 5.1.10-1

Календарный план работ на период разведки

Контр. год	Наименование работы
1	2
2022	Сбор материалов и получение контракта Подготовка проекта разведочных работ с проектом ОВОС Разработка и согласование с государственными органами Проекта ликвидации последствий разведки углеводородов с Проектом ОВОС Переинтерпретация данных ранее проведенных сейсморазведочных работ 2Д
2023	Определение оптимального местоположения для бурения скважин на надсолевые отложения. Составление Технического проекта на бурение скважины проектной глубиной 750 м и ОВОС к нему Проект строительства буровых площадок, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему Бурение независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м
2024	Испытание независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м
2025	Расконсервация скважины 7, проектной глубиной 600 м. Испытание зависимой скважины 7, проектной глубиной 600 м
2026	Определение дальнейших направлений разведочных работ. Оперативный подсчет запасов нефти и газа
2027	Составление проекта пробной эксплуатации и ОВОС

5.2. Выбор расчетных вариантов разработки

Альтернативных вариантов для достижения целей намечаемой деятельности и вариантов осуществления ее отсутствуют.

5.2.1. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В данном проекте закачка агентов для воздействия на пласт и призабойную зону не предусмотрена. Разработка залежей планируется на естественном режиме.

5.2.2. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей

На основе запланированных настоящим проектом объемов работ и сроков их выполнения, предусматривающих проведение геологоразведочных работ, в данном разделе приведена оценка ожидаемых инвестиций в период проведения геологоразведочных работ на участке Каскырбулак Южный.

Объем капитальных вложений включает в себя:

- стоимость строительства проектных скважин.

В затраты и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, включены научные и проектные работы (анализ керна и проб, анализ результатов бурения, все виды проектной документации и т.д.).

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактном участке на период 2022 -2027гг. представлены в таблице 5.2-2.

Таблица 5.2-2

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2027гг

год	Наименование работы	Ед.изм	Физ.объем	Стоимость, млн.тенге, без НДС
1	2	3	4	5

2022	Сбор материалов и получение контракта	отчет		0,4
	Подготовка проекта разведочных работ с проектом ОВОС	проект		7
	Разработка и согласование с государственными органами Проекта ликвидации последствий разведки углеводородов с Проектом ОВОС	проект		5
	Переобработка и переинтерпретация данных ранее проведенных сейсморазведочных работ 2Д	проект		20
2023	Определение оптимального местоположения для бурения скважин на надсолевые отложения. Составление Технического проекта на бурение скважины проектной глубиной 750 м и ОВОС к нему Проект строительства буровых площадок, площадки для вахтового поселка и подъездных путей и ОВОС к нему	проект		5
2024	Бурение независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м	отчет	750м	150
	Испытание независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м			10
2025	Расконсервация скважины 7, проектной глубиной 600 м. Испытание зависимой скважины 7, проектной глубиной 600 м	отчет	600м	84
2026	Определение дальнейших направлений разведочных работ. Оперативный подсчет запасов нефти и газа	отчет		10
2027	Составление проекта пробной эксплуатации и ОВОС	проект		20
Всего за 6 лет				311,4

Таблица 5.2-2

Техничко-экономические показатели

№.№ п/п	Показатели	Единица измерения
1	2	3
1	Количество проектных разведочных скважин	1шт.
	Расконсервация скважин	1шт
2	Проектные глубина, горизонт	600м, J ₂ 750м, Р _{1к}
4	Суммарный метраж	1350м
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	150 000 тыс. тенге.
6	Предполагаемая стоимость 1 м проектируемого бурения	200 000тенге
7	Предполагаемые затраты на разведочное бурение и расконсервацию на месторождении	234 000 тыс. тенге.
9	Ожидаемый прирост запасов нефти	674,5 тыс. т,
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	499,6т/м,
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 скважину	337,25 тыс/скв.,
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти,	461,67тенге/т

Сводная таблица планируемых объемов геологоразведочных работ на площади Каскырбулак
Южный на период 2022 по 2027 гг.

Виды работ	Единица измерения	Объемы
1	2	3
Бурение	м	750
Количество скважин	шт	1
Исследования ГИС	пог. м	750
Отбор керна	пог. м	60
Испытания скважин	объект	3
Лабораторные исследования	образец	125
Экологические обследования	количество выездов	4
Проектные работы	проект	4

5.3. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа

В соответствии с принятыми параметрами подсчитаны начальные геологические, извлекаемые запасы нефти по зонам, блокам. С учетом добычи нефти нижнемелового горизонта по состоянию на 01.10.2006г. за период испытания определены остаточные геологические и извлекаемые запасы нефти.

Запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- начальные геологические категорий: C1,-1774 тыс.т, C2-1624 тыс.т;.
- начальные извлекаемые категорий: C1-354,8 тыс.т, C2-324,8тыс.т.

Соотношение запасов категории C1 и C2 составляет: начальных геологических -52,2% и 47,8%. В том числе запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям C1-1677 тыс.т, C2-1.427тыс.т;.
- начальные извлекаемые по категориям: C1-335,4тыс.т, C2-285,3 тыс.т;.

Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 по нижнемеловым горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 54% и 46% соответственно.

Запасы нефти по среднеюрским горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям: C1-97тыс.т, C2-198 тыс.т;.
- начальные извлекаемые категориям: C1-19,4тыс.т, C2-39,5 тыс.т;.

Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 по юрским горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 32,9% и 67,1% соответственно.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

Остаточные запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- геологические по категориям: C1 - 1672 тыс.т, C2 - 1427 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: C1-330,2 тыс.т, C2-285,3 тыс.т.

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C1- 1769тыс.т, C2-1624 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: C1-349, 7тыс.т, C2-324,8тыс.т.

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

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

Работы по бурению осуществляются высокопроизводительными буровым станком.

Перечень технологического оборудования, разрешенного Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан. Утверждение (разрешение) данный перечень получил на основании Закона РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» утвержденный постановлением Правительства РК от 30.06.2006 года № 626, сертификатов соответствий. При проведении работ предприятие будут использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню. В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность. Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научно-техническому уровню. Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач. В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

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

Критериями для выбора оборудования являются:

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

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до 700 кгс/см². Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений. В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно). Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод. Технологические оборудования (дизельный генератор и др.) приняты по всем рассматриваемым вариантам, исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов в пределах допустимого. И дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

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

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

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

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

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

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

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 8.1-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 8.1-2.

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

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

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

Таблица 8.1-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

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

Таблица 8.1-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

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

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

отсутствии планируемой деятельности.

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 8.1-3.

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

Таблица 8.1-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально- экономическую среду

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

Слабое (2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное (3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
Значительное (4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
Сильное (5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

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

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 8.1-4.

Таблица 8.1-4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

8.2. Оценка воздействия на атмосферный воздух

8.2.1. Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха

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

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

Настоящим разделом в рамках «ПРОЕКТА РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП) НА УЧАСТКЕ КАСКЫРБУЛАК ЮЖНЫЙ» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

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

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

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, неорганизованных выбросов - начиная с 6001.

Проектом предусматривается бурение и испытание независимой скважины Р-14, проектной глубиной 750 м. Также расконсервация и испытание скважины 7, проектной глубиной 600 м.

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

✓ пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншей,

обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.);

✓ выхлопных газов при работе двигателей внутреннего сгорания дизельных установок;

✓ легких фракций углеводородов от технологического оборудования (дренажная емкость, сепараторы, резервуары нефти, нефтеналивной стояк, насосы и запорно-регулирующая аппаратура);

✓ продуктов сгорания топливного газа (факела, печь подогрева).

Источниками выбросов ЗВ являются: технологические оборудования, системы и сооружения основного и вспомогательного производств, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции углеводородного сырья.

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины Р-14 проектной глубиной 750м (+-250м), составит 305 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 10 суток;

- бурение и крепление скважины – 20 суток;

испытание:

- в открытом стволе – 5 суток;

- в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым отложениям – 180 суток (2 объекта), по юрским J отложениям – 90 суток. (1объект).

Продолжительность цикла расконсервации и испытания скважины 7 составит 115 суток, из них расконсервация – 20 суток,

испытание

- в открытом стволе – 5 суток;

- в эксплуатационной колонне - 90 суток.

По данным Оперативного подсчета запасов в разрезе участка Каскырбулак Южный выявлены только нефтяные горизонты, не содержащих газовых шапок. Глубинные пробы не отобраны, отобраны только поверхностные пробы нефти.

Пробы растворенного газа не отобраны из за очень малого содержания. На балансе участка числятся только запасы нефти. И на участке Каскырбулак Южный очень вязкая нефть, плотность которой достигает до 936 кг/м³ и соответственно нет растворенного и свободного газа.

8.2.2. Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин

Для характеристики основных источников выбросов загрязняющих веществ при бурение скважины в период разведочных работ на участке Каскырбулак Южный использовались данные проекта-аналога.

При строительстве скважин, основное загрязнение атмосферного воздуха происходит в результате:

- продуктов сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания агрегатов спецтехники, применяемых при выполнении основных работ;

- испарений из емкостей для хранения ГСМ и жидких отходов бурения;

- пыли с поверхности узлов пересыпки и хранения сухого цемента.

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

Все производственные стадии цикла строительства скважины характеризуются последовательным выполнением работ.

За период строительно-монтажных и подготовительных работ

ИЗ №6001 – земляные работы;

ИЗ №6002 - участок сварки.

За период бурения скважин:

Организованные источники

ИЗ №0001 – дизельный двигатель «G12V190PZLG»;

ИЗ №0002-0003 – дизельный двигатель «CAT3512 DITA»;

ИЗ №0004 – дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»;

ИЗ №0005– дизельный генератор (резервный);

ИЗ №0006 – цементирувочный агрегат, «ЦА-320М»;

ИЗ №0007 – передвижная паровая установка (ППУ).

Неорганизованные источники

- ИЗ №6003 – емкость для хранения дизельного топлива;
- ИЗ №6004 – насос для перекачки дизельного топлива;
- ИЗ №6005 – емкость для хранения масла;
- ИЗ №6006 – блок приготовления бурового раствора.

За период испытания скважины

Организованные источники

- ИЗ №0008 – дизельный двигатель при освещении;
- ИЗ №0009 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;

Неорганизованные источники

- ИЗ №6007 – площадка налива нефти;
- ИЗ №6008 – устье скважины.
- ИЗ №6009 – емкость для хранения дизельного топлива;
- ИЗ №6010 – насос для перекачки дизельного топлива.

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

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

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины Р-14 (буровая установка при бурении ZJ-70, при испытании ZJ-30) составит – 16.37771586 г/сек и 83.560145388 т/период.

В целом по месторождению при строительстве скважины выявлено: 19 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 9, неорганизованных – 10.

Расконсервация скважины 7

При рассмотрении технологии расконсервации скважины были выделены 9 источников загрязнения, в том числе:

- организованные – 3 единиц;
- неорганизованные – 6 единиц.

При подготовительных и строительно-монтажных работах*Неорганизованные источники*

- Источник загрязнения №6001, участок сварки;
 - Источник загрязнения №6002, погрузочно-разгрузочные работы;
 - Источник загрязнения №6003, разработка грунта;
- За период расконсервации скважины:

Организованные источники

- Источник загрязнения №0001, дизельный двигатель при освещении;
- Источник загрязнения №0002, дизельный двигатель БУ А-50*;
- Источник загрязнения №0003, цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;

Неорганизованные источники

- Источник загрязнения №6004, емкость для хранения дизельного топлива;
- Источник загрязнения №6005, насос для перекачки дизельного топлива
- Источник загрязнения №6006, емкость для масла.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при расконсервации скважины, составит – 12.71708279 г/сек и 38.094371988 т/период.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при строительстве и расконсервации скважин на участке Каскырбулак Южный, от стационарных источников приведена в таблицах ниже:

Таблица 8.2-1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве независимой скважины Р14

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.001188	0.00535	0.13375
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.030708	0.140616	1.40616
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0001022	0.00046	0.46
0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.001137	0.005206	0.10412
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	3.7150667	19.0541	476.3525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	4.4518	23.889	398.15
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.78772	3.56951	71.3902
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.5987874	7.19305	143.861
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00081458	0.019897168	2.487146
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.889218	15.402691	5.13423033
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0000833	0.000375	0.075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.000367	0.00165	0.055
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000572	0.01382707	0.00055308
0410	Метан (727*)				50		0.00305	0.07379625	0.00147593
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.0008252	0.0199621	0.00133081
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.03762	0.7762399	0.0155248
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.099738	0.178274	0.00594247
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00011465	0.002128	0.02128
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00003606	0.000669	0.003345
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0000721	0.001338	0.00223
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000009	0.000022	22
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.136958	0.7349	73.49
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.136958	0.7349	73.49
2735	Масло минеральное нефтяное (				0.05		0.0004034	0.0002783	0.005566

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

2754	веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.0256	10.672212	10.672212
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	0.45876727	1.0696936	10.696936
В С Е Г О :						16.37771586	83.560145388	1290.0155

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

или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

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

Таблица 8.2-2 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации скважины 7

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.001188	0.00535	0.13375
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.030708	0.140616	1.40616
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.0001022	0.00046	0.46
0155	Натрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.001137	0.005206	0.10412
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	3.0291667	8.52075	213.01875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	3.9364	11.078	184.633333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.50454	1.42	28.4
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.00927	2.84	56.8
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00081458	0.019784468	2.4730585
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.524178	7.10665	2.36888333
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0000833	0.000375	0.075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.000367	0.00165	0.055
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000572	0.01382707	0.00055308
0410	Метан (727*)				50		0.00305	0.07379625	0.00147593
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.0008252	0.0199621	0.00133081
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.03762	0.6401399	0.0128028
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.099738	0.127904	0.00426347
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00011465	0.0014707	0.014707
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00003606	0.0004622	0.002311
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0000721	0.0009244	0.00154067
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.121098	0.3408	34.08
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.121098	0.3408	34.08
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0004034	0.0002783	0.005566
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)		1			4	1.288	5.380522	5.380522

2908	(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1	3	0.0065006	0.0146436	0.146436
	В С Е Г О :					12.71708279	38.094371988	563.659564

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

8.2.3. Передвижные источники загрязнения

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

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

Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения

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

дизельное топливо – 0,75 т;

бензин – 0,35 т.

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

дизельного топлива – $Q = 41,32$ т.;

бензина – $Q = 19,28$ т.;

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

$$П = Q * K_i$$

где, Q - объем потребляемого топлива;

K_i – удельный выброс загрязняющих веществ, условно, т.

Предварительная оценка воздействия передвижных источников загрязнения на атмосферный воздух.

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

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении работ приведен в таблице 8.2-3.

Таблица 8.2-3

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

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/год
При пробной СМР, бурении, испытании и расконсервации скважин				
Автотранспорт на диз. топливе	33	0,1	Оксид углерода	3,3
		0,04	Диоксид азота	1,32
		0,03	Углеводороды	0,99
		0,02	Диоксид серы	0,66
		0,0155	Сажа	0,5115
		$0,032 \cdot 10^{-5}$	Бенз/а/пирен	0,00001056
			Всего:	6,78151056
Автотранспорт на бензине	15,4	0,6	Оксид углерода	9,24
		0,04	Диоксид азота	0,616
		0,1	Углеводороды	1,54
		0,002	Диоксид серы	0,0308
		0,00058	Сажа	0,008932

	0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,000003542
		Всего:	11,43573554
ИТОГО:			18,2172461

Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками

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

Передвижными источниками за период проведения работ в атмосферу выбрасывается:

- При СМР, бурении, испытании и расконсервации: 18,2172461 тонн.

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

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

8.2.4. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

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

– Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов;

– «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;

– Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;

– "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г., п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час. и др;

– техническими характеристиками применяемого оборудования.

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

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

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в

валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

8.2.5. Возможные залповые и аварийные выбросы

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

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

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

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

Предельно допустимый выброс (ПДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест, растительного и животного мира.

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

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

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в период разведки представлены в таблицах ниже:

Таблица 8.2-4 - Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве независимой скважины Р14

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение на 2022 год		на 2023 -2024 годы		Н Д В		год дос- тиже ния НДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274) Не организованные источники								
Бурение и крепление	6015			0.001188	0.00535	0.001188	0.00535	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.001188	0.00535	0.001188	0.00535	2023
(0126) Калий хлорид (301) Не организованные источники								
Бурение и крепление	6006			0.030708	0.140616	0.030708	0.140616	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.030708	0.140616	0.030708	0.140616	2023
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Не организованные источники								
Бурение и крепление	6015			0.0001022	0.00046	0.0001022	0.00046	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.0001022	0.00046	0.0001022	0.00046	2023
(0155) диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408) Не организованные источники								
Бурение и крепление	6006			0.001137	0.005206	0.001137	0.005206	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.001137	0.005206	0.001137	0.005206	2023
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.265	0.618	0.265	0.618	2023
Бурение и крепление	0002			0.478	0.9	0.478	0.9	2023
	0003			0.478	0.9	0.478	0.9	2023
	0004			0.478	0.9	0.478	0.9	2023
	0005			0.413	0.75	0.413	0.75	2023
	0006			0.413	0.75	0.413	0.75	2023
	0007			0.265	0.6	0.265	0.6	2023
	0008			0.0434	0.15	0.0434	0.15	2023

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Испытание	0009			0.0531	0.21	0.0531	0.21	2023
	0011			0.0894	2.1	0.0894	2.1	2023
	0012			0.1314	3.06	0.1314	3.06	2023
	0013			0.265	6.18	0.265	6.18	2023
	0014			0.0531	1.26	0.0531	1.26	2023
Неорганизованные источники								
ПиСМР	6004			0.2895	0.67535	0.2895	0.67535	2023
Бурение и крепление	6015			0.0001667	0.00075	0.0001667	0.00075	2023
Всего по загрязняющему веществу:				3.7150667	19.0541	3.7150667	19.0541	2023
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.3444	0.803	0.3444	0.803	2023
Бурение и крепление	0002			0.621	1.17	0.621	1.17	2023
	0003			0.621	1.17	0.621	1.17	2023
	0004			0.621	1.17	0.621	1.17	2023
	0005			0.537	0.975	0.537	0.975	2023
	0006			0.537	0.975	0.537	0.975	2023
	0007			0.3444	0.78	0.3444	0.78	2023
	0008			0.0564	0.195	0.0564	0.195	2023
	0009			0.069	0.273	0.069	0.273	2023
	0011			0.1162	2.73	0.1162	2.73	2023
	0012			0.171	3.98	0.171	3.98	2023
	0013			0.3444	8.03	0.3444	8.03	2023
	0014			0.069	1.638	0.069	1.638	2023
	Всего по			4.4518	23.889	4.4518	23.889	2023
загрязняющему веществу:								
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.04415	0.103	0.04415	0.103	2023
Бурение и крепление	0002			0.0796	0.15	0.0796	0.15	2023
	0003			0.0796	0.15	0.0796	0.15	2023
	0004			0.0796	0.15	0.0796	0.15	2023
	0005			0.0688	0.125	0.0688	0.125	2023
	0006			0.0688	0.125	0.0688	0.125	2023
	0007			0.04415	0.1	0.04415	0.1	2023
	0008			0.00724	0.025	0.00724	0.025	2023
	0009			0.00885	0.035	0.00885	0.035	2023
	0011			0.0149	0.35	0.0149	0.35	2023
	0012			0.0219	0.51	0.0219	0.51	2023
	0013			0.04415	1.03	0.04415	1.03	2023
	0014			0.00885	0.21	0.00885	0.21	2023
Неорганизованные источники								

ПиСМР	6004			0.21713	0.50651	0.21713	0.50651	2023
Всего по				0.78772	3.56951	0.78772	3.56951	2023
загрязняющему								
веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.0883	0.206	0.0883	0.206	2023
Бурение и крепление	0002			0.1592	0.3	0.1592	0.3	2023
	0003			0.1592	0.3	0.1592	0.3	2023
	0004			0.1592	0.3	0.1592	0.3	2023
	0005			0.1377	0.25	0.1377	0.25	2023
	0006			0.1377	0.25	0.1377	0.25	2023
	0007			0.0883	0.2	0.0883	0.2	2023
	0008			0.01447	0.05	0.01447	0.05	2023
	0009			0.0177	0.07	0.0177	0.07	2023
Испытание	0011			0.0298	0.7	0.0298	0.7	2023
	0012			0.0438	1.02	0.0438	1.02	2023
	0013			0.0883	2.06	0.0883	2.06	2023
	0014			0.0177	0.42	0.0177	0.42	2023
Неорганизованные источники								
ПиСМР	6004			0.4574174	1.06705	0.4574174	1.06705	2023
Всего по				1.5987874	7.19305	1.5987874	7.19305	2023
загрязняющему								
веществу:								
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.00001132	0.0001488	0.00001132	0.0001488	2023
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.00000834	0.000216	0.00000834	0.000216	2023
	6011			0.0000544	0.002117	0.0000544	0.002117	2023
	6012			0.00001982	0.000001268	0.00001982	0.000001268	2023
Испытание	6016			0.0002894	0.007079	0.0002894	0.007079	2023
	6017			0.0002894	0.006914	0.0002894	0.006914	2023
	6018			0.0000544	0.00339	0.0000544	0.00339	2023
	6020			0.0000875	0.0000311	0.0000875	0.0000311	2023
Всего по				0.00081458	0.019897168	0.00081458	0.019897168	2023
загрязняющему								
веществу:								
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.2208	0.515	0.2208	0.515	2023
Бурение и крепление	0002			0.398	0.75	0.398	0.75	2023
	0003			0.398	0.75	0.398	0.75	2023
	0004			0.398	0.75	0.398	0.75	2023
	0005			0.344	0.625	0.344	0.625	2023

Испытание	0006			0.344	0.625	0.344	0.625	2023
	0007			0.2208	0.5	0.2208	0.5	2023
	0008			0.0362	0.125	0.0362	0.125	2023
	0009			0.0442	0.175	0.0442	0.175	2023
	0011			0.0745	1.75	0.0745	1.75	2023
	0012			0.1095	2.55	0.1095	2.55	2023
	0013			0.2208	5.15	0.2208	5.15	2023
	0014			0.0442	1.05	0.0442	1.05	2023
Не организованные источники								
ПиСМР	6004			0.03474	0.081041	0.03474	0.081041	2023
Бурение и крепление	6015			0.001478	0.00665	0.001478	0.00665	2023
Всего по загрязняющему веществу:				2.889218	15.402691	2.889218	15.402691	2023
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Не организованные источники								
Бурение и крепление	6015			0.0000833	0.000375	0.0000833	0.000375	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.0000833	0.000375	0.0000833	0.000375	2023
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Не организованные источники								
Бурение и крепление	6015			0.000367	0.00165	0.000367	0.00165	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.000367	0.00165	0.000367	0.00165	2023
(0405) Пентан (450)								
Не организованные источники								
Испытание	6016			0.000286	0.00699491	0.000286	0.00699491	2023
	6017			0.000286	0.00683216	0.000286	0.00683216	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.000572	0.01382707	0.000572	0.01382707	2023
(0410) Метан (727*)								
Не организованные источники								
Испытание	6016			0.001525	0.03733215	0.001525	0.03733215	2023
	6017			0.001525	0.0364641	0.001525	0.0364641	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.00305	0.07379625	0.00305	0.07379625	2023
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
Не организованные источники								
Испытание	6016			0.0004126	0.0100984	0.0004126	0.0100984	2023
	6017			0.0004126	0.0098637	0.0004126	0.0098637	2023
Всего по загрязняющему веществу:				0.0008252	0.0199621	0.0008252	0.0199621	2023

загрязняющему веществу:								
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.01367	0.1797	0.01367	0.1797	2023
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.01007	0.261	0.01007	0.261	2023
Испытание	6016			0.00685	0.1675692	0.00685	0.1675692	2023
	6017			0.00685	0.1636807	0.00685	0.1636807	2023
	6019			0.00018	0.00429	0.00018	0.00429	2023
Всего по				0.03762	0.7762399	0.03762	0.7762399	2023
загрязняющему веществу:								
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.00506	0.0665	0.00506	0.0665	2023
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6007			0.053	0.000191	0.053	0.000191	2023
	6008			0.002843	0.01302	0.002843	0.01302	2023
	6009			0.003725	0.0965	0.003725	0.0965	2023
	6010			0.035	0.000045	0.035	0.000045	2023
	6014			0.000042	0.000432	0.000042	0.000432	2023
Испытание	6019			0.000068	0.001586	0.000068	0.001586	2023
Всего по				0.099738	0.178274	0.099738	0.178274	2023
загрязняющему веществу:								
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.000066	0.000868	0.000066	0.000868	2023
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.00004865	0.00126	0.00004865	0.00126	2023
Всего по				0.00011465	0.002128	0.00011465	0.002128	2023
загрязняющему веществу:								
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.00002076	0.000273	0.00002076	0.000273	2023
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.0000153	0.000396	0.0000153	0.000396	2023
Всего по				0.00003606	0.000669	0.00003606	0.000669	2023
загрязняющему веществу:								
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.0000415	0.000546	0.0000415	0.000546	2023

Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.0000306	0.000792	0.0000306	0.000792	2023
Всего по				0.0000721	0.001338	0.0000721	0.001338	2023
загрязняющему								
веществу:								
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Неорганизованные источники								
ПиСМР	6004			0.000009	0.000022	0.000009	0.000022	2023
Всего по				0.000009	0.000022	0.000009	0.000022	2023
загрязняющему								
веществу:								
(1301) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)								
Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.0106	0.0247	0.0106	0.0247	2023
Бурение и крепление	0002			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2023
	0003			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2023
	0004			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2023
	0005			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2023
	0006			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2023
	0007			0.0106	0.024	0.0106	0.024	2023
	0008			0.001737	0.006	0.001737	0.006	2023
	0009			0.002123	0.0084	0.002123	0.0084	2023
Испытание	0011			0.003575	0.084	0.003575	0.084	2023
	0012			0.00526	0.1224	0.00526	0.1224	2023
	0013			0.0106	0.247	0.0106	0.247	2023
	0014			0.002123	0.0504	0.002123	0.0504	2023
Всего по				0.136958	0.7349	0.136958	0.7349	2023
загрязняющему								
веществу:								
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.0106	0.0247	0.0106	0.0247	2023
Бурение и крепление	0002			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2023
	0003			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2023
	0004			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2023
	0005			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2023
	0006			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2023
	0007			0.0106	0.024	0.0106	0.024	2023
	0008			0.001737	0.006	0.001737	0.006	2023
	0009			0.002123	0.0084	0.002123	0.0084	2023
Испытание	0011			0.003575	0.084	0.003575	0.084	2023
	0012			0.00526	0.1224	0.00526	0.1224	2023
	0013			0.0106	0.247	0.0106	0.247	2023
	0014			0.002123	0.0504	0.002123	0.0504	2023
Всего по				0.136958	0.7349	0.136958	0.7349	2023

загрязняющему веществу:								
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6013			0.0000704	0.0002244	0.0000704	0.0002244	2023
Испытание	6021			0.000333	0.0000539	0.000333	0.0000539	2023
Всего по				0.0004034	0.0002783	0.0004034	0.0002783	2023
загрязняющему веществу:								
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
ПиСМР	0001			0.106	0.247	0.106	0.247	2023
Бурение и крепление	0002			0.191	0.36	0.191	0.36	2023
	0003			0.191	0.36	0.191	0.36	2023
	0004			0.191	0.36	0.191	0.36	2023
	0005			0.1652	0.3	0.1652	0.3	2023
	0006			0.1652	0.3	0.1652	0.3	2023
	0007			0.106	0.24	0.106	0.24	2023
	0008			0.01737	0.06	0.01737	0.06	2023
	0009			0.02123	0.084	0.02123	0.084	2023
Испытание	0011			0.03575	0.84	0.03575	0.84	2023
	0012			0.0526	1.224	0.0526	1.224	2023
	0013			0.106	2.47	0.106	2.47	2023
	0014			0.02123	0.504	0.02123	0.504	2023
Неорганизованные источники								
ПиСМР	6004			0.579	1.35069	0.579	1.35069	2023
Бурение и крепление	6011			0.0194	0.754	0.0194	0.754	2023
	6012			0.00706	0.000452	0.00706	0.000452	2023
Испытание	6018			0.0194	1.207	0.0194	1.207	2023
	6020			0.03116	0.01107	0.03116	0.01107	2023
Всего по				2.0256	10.672212	2.0256	10.672212	2023
загрязняющему веществу:								
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент),(494)								
Неорганизованные источники								
ПиСМР	6001			0.06905	0.16108	0.06905	0.16108	2023
	6002			0.06905	0.16108	0.06905	0.16108	2023
	6003			0.31416667	0.73289	0.31416667	0.73289	2023
Бурение и крепление	6005			0.006345	0.0139436	0.006345	0.0139436	2023
	6015			0.0001556	0.0007	0.0001556	0.0007	2023
Всего по				0.45876727	1.0696936	0.45876727	1.0696936	2023
загрязняющему веществу:								
Всего по объекту:				16.37771586	83.560145388	16.37771586	83.560145388	
Из них:								

Итого по организованным источникам:			14.10452558	75.8378358	14.10452558	75.8378358	
Итого по неорганизованным источникам:			2.27319028	7.722309588	2.27319028	7.722309588	

Таблица 8.2-5 - Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при расконсервации скважины 7

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение на 2022 год		на 2025 год		Н Д В		год дос- тиже ния НДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Не организованные источники								
Бурение и крепление	6015			0.001188	0.00535	0.001188	0.00535	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.001188	0.00535	0.001188	0.00535	2025
(0126) Калий хлорид (301)								
Не организованные источники								
Бурение и крепление	6006			0.030708	0.140616	0.030708	0.140616	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.030708	0.140616	0.030708	0.140616	2025
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Не организованные источники								
Бурение и крепление	6015			0.0001022	0.00046	0.0001022	0.00046	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.0001022	0.00046	0.0001022	0.00046	2025
(0155) диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)								
Не организованные источники								
Бурение и крепление	6006			0.001137	0.005206	0.001137	0.005206	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.001137	0.005206	0.001137	0.005206	2025
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Бурение и крепление	0002			0.478	0.9	0.478	0.9	2025
	0003			0.478	0.9	0.478	0.9	2025
	0004			0.478	0.9	0.478	0.9	2025

ТОО «Petrocraft»

Испытание	0005			0.413	0.75	0.413	0.75	2025
	0006			0.413	0.75	0.413	0.75	2025
	0007			0.265	0.6	0.265	0.6	2025
	0008			0.0434	0.15	0.0434	0.15	2025
	0009			0.0531	0.21	0.0531	0.21	2025
	0011			0.0894	0.75	0.0894	0.75	2025
	0013			0.265	2.16	0.265	2.16	2025
	0014			0.0531	0.45	0.0531	0.45	2025
Не организованные источники								
Бурение и крепление	6015			0.0001667	0.00075	0.0001667	0.00075	2025
Всего по загрязняющему веществу:				3.0291667	8.52075	3.0291667	8.52075	2025
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Бурение и крепление	0002			0.621	1.17	0.621	1.17	2025
	0003			0.621	1.17	0.621	1.17	2025
	0004			0.621	1.17	0.621	1.17	2025
	0005			0.537	0.975	0.537	0.975	2025
	0006			0.537	0.975	0.537	0.975	2025
	0007			0.3444	0.78	0.3444	0.78	2025
	0008			0.0564	0.195	0.0564	0.195	2025
	0009			0.069	0.273	0.069	0.273	2025
Испытание	0011			0.1162	0.975	0.1162	0.975	2025
	0013			0.3444	2.81	0.3444	2.81	2025
	0014			0.069	0.585	0.069	0.585	2025
Всего по загрязняющему веществу:				3.9364	11.078	3.9364	11.078	2025
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Бурение и крепление	0002			0.0796	0.15	0.0796	0.15	2025
	0003			0.0796	0.15	0.0796	0.15	2025
	0004			0.0796	0.15	0.0796	0.15	2025
	0005			0.0688	0.125	0.0688	0.125	2025
	0006			0.0688	0.125	0.0688	0.125	2025
	0007			0.04415	0.1	0.04415	0.1	2025
	0008			0.00724	0.025	0.00724	0.025	2025
	0009			0.00885	0.035	0.00885	0.035	2025
Испытание	0011			0.0149	0.125	0.0149	0.125	2025
	0013			0.04415	0.36	0.04415	0.36	2025
	0014			0.00885	0.075	0.00885	0.075	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.50454	1.42	0.50454	1.42	2025

(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Бурение и крепление	0002			0.1592	0.3	0.1592	0.3	2025
	0003			0.1592	0.3	0.1592	0.3	2025
	0004			0.1592	0.3	0.1592	0.3	2025
	0005			0.1377	0.25	0.1377	0.25	2025
	0006			0.1377	0.25	0.1377	0.25	2025
	0007			0.0883	0.2	0.0883	0.2	2025
	0008			0.01447	0.05	0.01447	0.05	2025
	0009			0.0177	0.07	0.0177	0.07	2025
	0011			0.0298	0.25	0.0298	0.25	2025
	0013			0.0883	0.72	0.0883	0.72	2025
	0014			0.0177	0.15	0.0177	0.15	2025
	Всего по			1.00927	2.84	1.00927	2.84	2025
	загрязняющему							
	веществу:							
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Испытание	0015			0.00001132	0.0000361	0.00001132	0.0000361	2025
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Бурение и крепление	6009			0.00000834	0.000216	0.00000834	0.000216	2025
Испытание	6011			0.0000544	0.002117	0.0000544	0.002117	2025
	6012			0.00001982	0.000001268	0.00001982	0.000001268	2025
	6016			0.0002894	0.007079	0.0002894	0.007079	2025
	6017			0.0002894	0.006914	0.0002894	0.006914	2025
	6018			0.0000544	0.00339	0.0000544	0.00339	2025
	6020			0.0000875	0.0000311	0.0000875	0.0000311	2025
Всего по				0.00081458	0.019784468	0.00081458	0.019784468	2025
загрязняющему								
веществу:								
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Бурение и крепление	0002			0.398	0.75	0.398	0.75	2025
	0003			0.398	0.75	0.398	0.75	2025
	0004			0.398	0.75	0.398	0.75	2025
	0005			0.344	0.625	0.344	0.625	2025
	0006			0.344	0.625	0.344	0.625	2025
	0007			0.2208	0.5	0.2208	0.5	2025
	0008			0.0362	0.125	0.0362	0.125	2025
	0009			0.0442	0.175	0.0442	0.175	2025
	0011			0.0745	0.625	0.0745	0.625	2025
	0013			0.2208	1.8	0.2208	1.8	2025
	0014			0.0442	0.375	0.0442	0.375	2025
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Бурение и крепление	6015			0.001478	0.00665	0.001478	0.00665	2025

Всего по загрязняющему веществу:			2.524178	7.10665	2.524178	7.10665	2025
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)							
Не организованные источники							
Бурение и крепление	6015		0.0000833	0.000375	0.0000833	0.000375	2025
Всего по загрязняющему веществу:			0.0000833	0.000375	0.0000833	0.000375	2025
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)							
Не организованные источники							
Бурение и крепление	6015		0.000367	0.00165	0.000367	0.00165	2025
Всего по загрязняющему веществу:			0.000367	0.00165	0.000367	0.00165	2025
(0405) Пентан (450)							
Не организованные источники							
Испытание	6016		0.000286	0.00699491	0.000286	0.00699491	2025
	6017		0.000286	0.00683216	0.000286	0.00683216	2025
Всего по загрязняющему веществу:			0.000572	0.01382707	0.000572	0.01382707	2025
(0410) Метан (727*)							
Не организованные источники							
Испытание	6016		0.001525	0.03733215	0.001525	0.03733215	2025
	6017		0.001525	0.0364641	0.001525	0.0364641	2025
Всего по загрязняющему веществу:			0.00305	0.07379625	0.00305	0.07379625	2025
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)							
Не организованные источники							
Испытание	6016		0.0004126	0.0100984	0.0004126	0.0100984	2025
	6017		0.0004126	0.0098637	0.0004126	0.0098637	2025
Всего по загрязняющему веществу:			0.0008252	0.0199621	0.0008252	0.0199621	2025
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)							
Организованные источники							
Испытание	0015		0.01367	0.0436	0.01367	0.0436	2025
Не организованные источники							
Бурение и крепление	6009		0.01007	0.261	0.01007	0.261	2025
Испытание	6016		0.00685	0.1675692	0.00685	0.1675692	2025
	6017		0.00685	0.1636807	0.00685	0.1636807	2025
Всего по	6019		0.00018	0.00429	0.00018	0.00429	2025
			0.03762	0.6401399	0.03762	0.6401399	2025

загрязняющему веществу:								
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.00506	0.01613	0.00506	0.01613	2025
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6007			0.053	0.000191	0.053	0.000191	2025
	6008			0.002843	0.01302	0.002843	0.01302	2025
	6009			0.003725	0.0965	0.003725	0.0965	2025
	6010			0.035	0.000045	0.035	0.000045	2025
	6014			0.000042	0.000432	0.000042	0.000432	2025
Испытание	6019			0.000068	0.001586	0.000068	0.001586	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.099738	0.127904	0.099738	0.127904	2025
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.000066	0.0002107	0.000066	0.0002107	2025
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.00004865	0.00126	0.00004865	0.00126	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.00011465	0.0014707	0.00011465	0.0014707	2025
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.00002076	0.0000662	0.00002076	0.0000662	2025
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.0000153	0.000396	0.0000153	0.000396	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.00003606	0.0004622	0.00003606	0.0004622	2025
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Испытание	0015			0.0000415	0.0001324	0.0000415	0.0001324	2025
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6009			0.0000306	0.000792	0.0000306	0.000792	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.0000721	0.0009244	0.0000721	0.0009244	2025
(1301) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)								
Организованные источники								
Бурение и крепление	0002			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2025
	0003			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2025
	0004			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2025
	0005			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2025

Испытание	0006			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2025
	0007			0.0106	0.024	0.0106	0.024	2025
	0008			0.001737	0.006	0.001737	0.006	2025
	0009			0.002123	0.0084	0.002123	0.0084	2025
	0011			0.003575	0.03	0.003575	0.03	2025
	0013			0.0106	0.0864	0.0106	0.0864	2025
	0014			0.002123	0.018	0.002123	0.018	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.121098	0.3408	0.121098	0.3408	2025
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Бурение и крепление	0002			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2025
	0003			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2025
	0004			0.0191	0.036	0.0191	0.036	2025
	0005			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2025
	0006			0.01652	0.03	0.01652	0.03	2025
	0007			0.0106	0.024	0.0106	0.024	2025
	0008			0.001737	0.006	0.001737	0.006	2025
Испытание	0009			0.002123	0.0084	0.002123	0.0084	2025
	0011			0.003575	0.03	0.003575	0.03	2025
	0013			0.0106	0.0864	0.0106	0.0864	2025
Всего по загрязняющему веществу:	0014			0.002123	0.018	0.002123	0.018	2025
				0.121098	0.3408	0.121098	0.3408	2025
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Неорганизованные источники								
Бурение и крепление	6013			0.0000704	0.0002244	0.0000704	0.0002244	2025
Испытание	6021			0.000333	0.000539	0.000333	0.000539	2025
Всего по загрязняющему веществу:				0.0004034	0.0002783	0.0004034	0.0002783	2025
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Бурение и крепление	0002			0.191	0.36	0.191	0.36	2025
	0003			0.191	0.36	0.191	0.36	2025
	0004			0.191	0.36	0.191	0.36	2025
	0005			0.1652	0.3	0.1652	0.3	2025
	0006			0.1652	0.3	0.1652	0.3	2025
	0007			0.106	0.24	0.106	0.24	2025
	0008			0.01737	0.06	0.01737	0.06	2025
Испытание	0009			0.02123	0.084	0.02123	0.084	2025
	0011			0.03575	0.3	0.03575	0.3	2025
	0013			0.106	0.864	0.106	0.864	2025

		ТОО «Petrocraft»					
Неорганизованные источники	0014		0.02123	0.18	0.02123	0.18	2025
Бурение и крепление	6011		0.0194	0.754	0.0194	0.754	2025
	6012		0.00706	0.000452	0.00706	0.000452	2025
Испытание	6018		0.0194	1.207	0.0194	1.207	2025
	6020		0.03116	0.01107	0.03116	0.01107	2025
Всего по загрязняющему веществу:			1.288	5.380522	1.288	5.380522	2025
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент),(494)							
Неорганизованные источники							
Бурение и крепление	6005		0.006345	0.0139436	0.006345	0.0139436	2025
	6015		0.0001556	0.0007	0.0001556	0.0007	2025
Всего по загрязняющему веществу:			0.0065006	0.0146436	0.0065006	0.0146436	2025
Всего по объекту:			12.71708279	38.094371988	12.71708279	38.094371988	
Из них:							
Итого по организованным источникам:			12.47395558	35.1077754	12.47395558	35.1077754	
Итого по неорганизованным источникам:			0.24312721	2.986596588	0.24312721	2.986596588	

8.2.7. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

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

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

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8.2.8. Предварительное обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Санитарно-защитные зоны устанавливаются в местах проживания населения в целях охраны здоровья и безопасности населения.

Устройство санитарно-защитной зоны между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухоохраных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

В соответствии Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденным приказом исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу по утвержденным методикам и соответствии с классификации производственных объектов и сооружений.

Нормативная санитарно-защитная зона для участка Каскырбулак Южный принимается равной 1000 м от крайних источников выбросов (I класс опасности), согласно ранее установленной.

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

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

8.2.9. Организация контроля за выбросами

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

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента. Порядок проведения производственного экологического контроля:

- производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

- экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

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

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

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

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

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

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

Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях:

- 1) когда деятельность затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья

населения;

- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

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

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

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

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

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

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

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

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

8.2.10. Оценка воздействия на атмосферный воздух

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

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

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

8.2.11. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

В данном разделе перечислены основные мероприятия по снижению количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации проектных решений, разработанных для данного проекта.

Для безаварийной эксплуатации месторождения должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения

технологических и ремонтных работ в скважине;

- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

8.2.12. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при поисковых работах на участке могут быть:

- пыльные бури,

- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 15-20%.

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, и заключается в следующем:

- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%:

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

8.3. Оценка воздействия на водные ресурсы

8.3.1. Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ

Постоянные водотоки и водоемы в пределах земельных отводов под промплощадки проектируемых скважин отсутствуют. Однако весенний поверхностный сток или дождевой сток в любое другое время года, оmyвая плохо организованную площадку буровой, может обогащаться загрязняющими компонентами, в том числе нефтепродуктами, и транспортировать их на некоторое расстояние, загрязняя почво- грунты, зону аэрации.

Конечным базисом стока таких потоков являются местные понижения. Однако, говорить о значимых переносах загрязняющих веществ с временным поверхностным стоком не приходится. Во-первых, проектом предусмотрены многочисленные изоляционные мероприятия, как например, изоляционное перекрытие площадки буровой, и сопутствующих объектов, на которых потенциально могут иметь место разливы, утечки. Во-вторых, интенсивность самого поверхностного стока не

позволяет делать выводы о возможности значимых переносов загрязняющих веществ по площади с поверхностным стоком.

С целью предотвращения загрязнения временных потоков поверхностных вод и переноса загрязнений по площади, следует изолировать все технологические площадки, связанные с наличием нефтепродуктов и других загрязняющих веществ, организовать сливы и улавливание возможных проливов, что собственно и предусмотрено проектом. Склад ГСМ, площадка стоянки автотранспорта будут оборудованы изоляционными покрытиями, сливами и уловителями. Таким образом, талые воды и атмосферные осадки теплых периодов года не будут выводиться за пределы технологической площадки, подлежат сбору и отстаиванию и использованию для приготовления, например, бурового раствора.

8.3.2. Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Загрязнение поверхностных и подземных вод в значительной степени обусловлено загрязнением окружающей среды в целом. Загрязняющие вещества попадают из окружающей среды в процессе природного круговорота.

С поверхности земли вместе с атмосферными осадками они просачиваются в грунтовые воды и в результате взаимосвязи просачиваются в горизонты подземных вод.

Основное воздействие намечаемой деятельности на поверхностные воды в районе непосредственного осуществления планируемых работ и в зоне гидрологического влияния может выражаться в изменении формирования стока и интенсивности эрозионных процессов; загрязнения водного объекта ливневым и снеговым стоком от производственных объектов, строительной техники и транспорта; переувлажнение территорий водой и т.д.

Состояние подземных вод определяется изменением их уровня и химического состава. Потенциальными источниками загрязнения подземных вод в процессе деятельности предприятия служат:

- фильтрация сточных вод из шламового амбара;
- утечки бурового раствора и пластовых флюидов из разведочных скважин;
- попадание поверхностных загрязнений в водоносный пласт через затрубное пространство водозаборной скважины;
- фильтрация атмосферных осадков, насыщенных продуктами газовых выбросов и загрязнениями, содержащимися в почве, через зону аэрации;
- утечка сырой нефти при транспортировке, хранении, мест образования отходов;
- фильтрация хозяйственно-бытовых сточных вод из септика.

Основными источниками загрязнения подземных вод нефтепродуктами на участке Каскырбулак Южный являются извлекаемая нефть - утечка сырой нефти, ГСМ, химических реагентов при транспортировке, хранении, места образования отходов - технологические резервуары, отстойники, неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды.

Загрязнение подземных вод может быть также обусловлено межпластовыми перетоками, процессами поглощения бурового раствора при проходке скважин.

Основными причинами возникновения межпластовых перетоков является некачественный цементаж колонного пространства и нарушения обсадной колонны.

В случае некачественной цементации обсадных труб возникают искусственные гидрогеологические окна, через которые загрязненные грунтовые воды могут попадать в эксплуатируемый водоносный горизонт.

Выбросы больших количеств сернистого ангидрида, оксидов углерода и азота обуславливают образование кислотных дождей с $pH < 4$. Такие осадки могут существенно изменить состав подземных вод. Попадая на почву, большинство загрязнений сорбируется на геохимических барьерах в зоне аэрации и не попадает в грунтовые воды. Однако, при наполнении сорбционной емкости пород, может произойти загрязнение грунтовых вод с последующим перетеканием эмиссий в более глубокие горизонты.

Источником потенциального загрязнения водоносных горизонтов меловых отложений, перспективных для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, могут быть утечки непосредственно из скважины при повреждении обсадной трубы и цементной изоляции.

Возможность загрязнения подземных вод при проведении геологоразведочных работ в значительной степени определяется защищенностью водоносных горизонтов. Под защищенностью водоносного горизонта от загрязнения понимается его перекрытость отложениями, препятствующими

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

проникновению загрязняющих веществ с поверхности земли или из вышележащего водоносного горизонта.

Степень защищенности грунтовых вод определяет сумма баллов, зависящая от условий залегания грунтовых вод, мощностей слабопроницаемых отложений и их литологического состава.

В целом воздействие при проведении разведочных работ на участке Каскырбулак Южный на состояние подземных и поверхностных вод, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

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

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27).

Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка в пределах допустимых стандартов.

8.3.3. Мероприятия по охране поверхностных вод

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия – скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Рекомендации по охране подземных вод:

- Принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопроявлений. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;
- Особое внимание при строительстве скважины должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;
- Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;
- Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаяющей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;
- Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;
- Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);
- Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химические реагенты затариваются и хранятся под навесом для химических реагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химические реагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.

8.3.4. Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли.

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

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

Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины или колодцы от производственного объекта. Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить ее пригодность для решения задач охраны подземных вод.

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

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

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

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

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

В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

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

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы. По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

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

8.3.5. Водопотребление и водоотведение

Водоснабжение.

Снабжение питьевой водой буровых бригад, осуществляется привозной водой. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее 1 раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015

года №209. Питьевая вода будет доставляться в бутылках объемом 19 литров из ближайшего населенного пункта.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 50 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

Объемы потребляемой воды приведены на максимальное потребление.

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

Сточная вода из умывальников, душевых и кухни будет собираться по системе труб, и сбрасываться в специальные септики, с дальнейшим вывозом согласно по договору.

Таблица 8.3-1 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8
Всего	-			1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

8.3-2 – Баланс водоотведения и водопотребления при расконсервации одной скважины

Потребитель	Норма водопотребление, м ³	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Питьевые нужды	0,125	10	22	1,25	27,5	1	22
Бытовые нужды	0,015	10	22	0,15	3,3	0,12	2,64
Всего	-			1,4	30,8	1,12	24,64
Технические нужды	8,36	-	22	8,36	183,92	6,688	147,136
Всего				8,36	183,92	6,688	147,136
Итого:				9,76	214,72	7,808	171,776

Данные объемы водопотребления и водоотведения являются предварительными и ориентировочными. Точные объемы водопотребления и водоотведения образуемые в процессе проведения проектируемых работ будут представлены на следующих стадиях проекта.

Ливневые воды. Система ливневой канализации на площадке буровой установки не предусматривается с учетом того, что буровой станок находится на площадке непостоянно, короткое время. Покрытие площадок предусматривается из гравийного слоя, уложенного на уплотнённый грунт. Для предотвращения подтопления ливневыми осадками и паводковыми водами, производственная площадка буровой обваловывается грунтом, высотой 0,5-0,7 м с одним выездом и въездом, расположенным вверх по уклону для предотвращения растекания загрязненного поверхностного стока с промплощадки буровой.

Ливневые воды, выпадающие на площадке буровой установки по спланированной поверхности, собираются в двух гидроизолированных приемках и используются в качестве промывочной или подпиточной жидкости.

Ливневые воды с территории буровой площадки не отводятся за ее пределы и не оказывают воздействия на окружающую среду.

Хозбытовые сточные воды. Для отвода хозяйственных сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается система хозяйственной канализации.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальный септик объемом 20 м³, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Учет

объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спецавтотранспорта.

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

8.4. Оценка воздействия на недра

Проектом предусматриваются разведочные работы, передвижение автотранспорта в значительной мере в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным.

Большое влияние на гидрологический режим местности оказывают выемки в процессе строительства площадок под технологическое оборудование. При пересечении водоносного горизонта выемка оказывает мощное осушающее воздействие. При этом может прекратиться полностью или частично поступление грунтовой воды в водоносный слой, расположенный с низовой (по направлению движения грунтовой воды) стороны выемки. В зависимости от вида и состояния грунта зона действия выемки распространяется на десятки и сотни метров в каждую сторону. На прилегающей территории резко меняются условия произрастания растений, создаются благоприятные условия для эрозии почвы.

Влияние автотранспорта в процессе проведения проектных работ включает:

- нарушение почвообразующего субстрата;
- воздействие на рельеф;
- загрязнение почв продуктами сгорания топлива;
- загрязнение почв ГСМ.

Степень воздействия, его интенсивность и масштабы зависят от конкретных условий производства работ.

Воздействие на геологическую среду проектных решений на участке Каскырбулак Южный будет складываться:

- воздействий на рельеф и почвообразующий субстрат;
- воздействий на недра.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

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

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

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

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

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

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

8.4.1. Оценка воздействия проектируемых работ на недра

Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные горизонты.

Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоках в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть:

- использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения без токсичных добавок;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное

цементирование.

Принятая проектом конструкция скважин исключает возможность межпластовых перетоков.

Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

В целом, воздействие на недра при проведении основного комплекса проектируемых работ оценивается как значительное по отношению к продуктивным горизонтам, и незначительное по отношению к другим компонентам геологической среды контрактной территории.

Учитывая особенности геологического строения и принятых проектных решений в процессе разведочных работ можно отметить следующие моменты:

- ✓ возникновение опасных геодинамических явлений, при проведении проектных решений, не ожидается;
- ✓ передвижение автотранспорта в значительной мере предусматривается в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным;
- ✓ существенного влияния на рельеф и почвообразующий субстрат, проектируемые работы не окажут.

В целом воздействие при проведении разведочных работ на участке Каскырбулак Южный на геологическую среду, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

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

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

8.4.2. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

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

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

- ✓ работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- ✓ бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- ✓ конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- ✓ обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.
- ✓ при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ✓ ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- ✓ проведение мониторинга недр на месторождении.
- ✓ Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

8.5. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

8.5.1. Характеристика почвенного покрова

Общая характеристика. Здесь преимущественное распространение получили столовые (плавные) равнины, сложенные палеогеновыми и верхнемеловыми отложениями, чередующиеся с обширными низменными поверхностями, котловинами, впадинами и песчаными массивами. Пластовые равнины зачастую ограничены от котловин чинками.

Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует формированию на данной территории в автоморфных условиях зональных серо-бурых пустынных почв. В зависимости от рельефа местности, характера почвообразующих пород, глубины залегания грунтовых вод, состава растительности, они могут иметь различные видовые свойства и сопровождаться различными интразональными почвами.

Строения и свойства серо-бурых почв определяются особенностями почвообразования, протекающего в условиях сильно засушливого климата и ксерофитно- эфемерового характера растительности. Почвообразовательный процесс в этих условиях отличается прерывистостью и кратковременностью гумусо образования. В короткий весенний период интенсивно развивается растительность и одновременно резко увеличивается биологическая активность почвенной микрофлоры и фауны. Гумуса образуется очень мало, так как растительные остатки за один сезон почти полностью минерализуются. В летний период очень жаркий и сухой, биологические процессы в почве затухают.

Весьма ограниченное количество осадков определяет непромывной тип водного режима и обуславливает карбонатность и солончаковатость серо-бурых почв.

В почвенном покрове серо-бурые пустынные почвы.

На изучаемой территории выделяются следующие почвенные разности: серо- бурые пустынные (СБ), солонцы пустынные, автоморфные (СН) и такыры (Тк).

Серо-бурые суглинистые пустынные почвы (СБ) формируются под солянково- полынно- боялычевой растительной ассоциацией с эфемероидами.

Видовой состав: солянка деревцевидная, ежовник солончаковый, ежовник безлистный, полынь белоземельная, полынь туранская, бурачок пустынный, мятликлуквичный, тюльпаны проникающий и цветковый, ферула каспийская и др.

На поверхности встречается галька и крупные прозрачные кварцевые песчинки величиной до 2 мм. Гравий встречается по всему почвенному профилю, особенно много на глубине свыше 1 м.

Морфологическое строение серо-бурых суглинистых пустынных почв:

Верхние 0-2 (3) см представляют собой очень сухую хрупкую корочку серого цвета. Ниже залегает аккумулятивный горизонт буровато-серого цвета мощностью 10-15 см с комковато-пороховатой структурой, слабо уплотненный, пронизанный корнями растений. Глубже он переходит в иллювиальный горизонт серовато-бурого или коричневатого-бурого цвета с комковатой структурой, более плотный и содержащий меньше корней растений. На глубине около 30-35 см появляются пятна карбонатов желтовато-белесого цвета и кристаллический гипс, количество которого увеличивается книзу, достигая максимума на глубине 1 м.

Гранулометрический состав среднесуглинистый с преобладанием песчаных и пылеватых фракций. Доля частиц крупнее 0,05 мм в некоторых случаях достигает 25-26%. Сюда входят крупные кварцевые песчинки и мелкий гравий. Эти грубые фракции облегчают гранулометрический состав. Несмотря на это - сложение почвенного профиля - плотное. Очевидно, цементации их способствуют карбонаты и другие соли (в частности и гипс при высыхании).

Описываемые почвы на различной глубине содержат 15-20% гипса. Такое скопление гипса в процессе почвообразования обусловлено химическим составом почвообразующих пород, которыми здесь являются отложения третичного и мелового периодов, богатые легкорастворимыми солями, особенно сульфатами магния.

Серо-бурые почвы, как правило, содержат хлоридов в несколько раз меньше, чем сульфатов. Максимум щелочности наблюдается в верхних слоях. Тип засоления хлоридно-сульфатный. Обычно верхний слой (10-15 см) несколько промыт от этих солей и содержит ничтожно малое количество хлоридов.

Максимум карбонатов отмечается в верхних горизонтах с постепенным убыванием книзу.

Видимо, это обусловлено характером разложения растительности в условиях пустынного климата. Вымывание карбонатов вниз происходит крайне медленно. Причина

- в распределении осадков по сезонам года и температурные условия.

Следует отметить, что морфологический максимум карбонатов в верхней части профиля не наблюдается, но выделение карбонатов кальция в виде белесовых примазок обнаруживается обычно с глубины 10-20 см.

Гумуса описываемые почвы содержат около 1% с постепенным убыванием книзу. Азота в верхних горизонтах содержится 0,13-0,16%. Емкость поглощения почвы около 10 мг-экв. на 100 г почвы. Из поглощенных оснований доминирует кальций (60-80%), магний и натрий занимают второстепенное значение. В иллювиальном горизонте роль их несколько возрастает, придавая этим почвам некоторую солонцеватость.

Высокий дефицит влаги не позволяет использовать серо-бурые почвы в земледелии без орошения. При орошении и использовании органических и минеральных удобрений можно получать высокие урожаи, но отсутствие местных источников воды, сложный неровный рельеф, щебнистость и др. отрицательные факторы не позволяют их использование в земледелии. Они используются как низкопродуктивные весенне-летние пастбища, преимущественно для верблюдов и овец.

Наличие в верхнем слое почвы хрупкой пористой корки и рыхлое сложение нижележащего горизонта, делают верхние слои неустойчивыми к механическим воздействиям. Поэтому при прохождении автомобильной и другой техники верхний слой почвы до иллювиального плотного горизонта быстро разрушается колесами машин и распыляется, что ведет к образованию глубокой колеи.

Солонцы пустынные автоморфные могут встречаться как небольшими пятнами среди различных серо-бурых почв, так и являться преобладающим компонентом в своеобразных комплексах, образованных ими с зональными почвами. Они формируются, как правило, на засоленных породах в различных по форме и площади микро понижениях на пластовых равнинах, или на шлейфах чинков и останцах в условиях глубокого залегания грунтовых вод, не оказывающих воздействия на современный почвообразовательный процесс.

Морфологический профиль солонцов четко дифференцирован на генетические горизонты. Верхний корковый горизонт имеет небольшую мощность (до 6 см) и окрашен в светлые палево-серые тона. Крупнопористая (ноздреватая), отакыренная корка сменяется более рыхлым, слоеватым светло-бурым подкорковым горизонтом, примерно такой же мощности. Залегающий ниже иллювиальный солонцовый горизонт выделяется темно-бурой окраской, очень сильным уплотнением, вертикальной трещиноватостью и столбчатой или глыбистой структурой. Он содержит большое количество поглощенного натрия, обогащен минеральными коллоидами и отличается более тяжелым механическим составом. Непосредственно под солонцовым горизонтом залегает солевой горизонт с выделениями легкорастворимых солей и гипса в жилковой и мелкокристаллической форме. В нижней части солонцового горизонта и под ним выделяются карбонаты в форме пятен и "белоглазки".

Аutomорфные солонцы подзоны серо-бурых почв характеризуются низкой гумусностью (0,3-0,7%) и невысоким содержанием общего азота (0,02-0,05%) с относительно нешироким соотношением их между собой. В солонцовом горизонте органического вещества иногда бывает больше, чем в выше расположенном, что, по- видимому, связано с высокой подвижностью органического вещества в щелочной среде и качественным составом гумуса.

В составе гумуса солонцов преобладают низкомолекулярные фульвокислоты. Эти почвы отличаются высокой карбонатностью всего почвенного профиля. Уже в корке содержание углекислоты превышает 4,0%, с глубиной несколько снижается, а за тем достигает своего второго максимума сразу под солонцовым горизонтом.

Описываемые пустынные солонцы по содержанию воднорастворимых солей относятся к солончаковым. Их сумма уже в солонцовом горизонте превышает 0,3% и с глубиной постепенно возрастает. Реакция водных почвенных суспензий сильнощелочная несколько снижающаяся на глубине. По гранулометрическому составу профиль солонцов дифференцируется на два горизонта - элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором наблюдается их накопление.

Такыры среди серо-бурых пустынных имеют ограниченное распространение на данной территории, распространены также южнее исследуемого участка. Они отличаются от серо-бурых пустынных почв тем, что их поверхность отакырена и уплотнена. В профиле отчетливо выражена такыровидная корка, разбитая заплывающими трещинами на полигоны. Корка палево-светло-серая, расслаивающаяся в нижней части. Под коркой обособляется такого же цвета слоеватый подкорковый

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

горизонт.

Верхняя часть почвенного профиля свободна от легкорастворимых солей. Заметную роль в вещественном составе почв они начинают играть лишь на глубине около одного метра. Реакция водных почвенных суспензий щелочная, переходящая с глубиной в сильнощелочную. По механическому составу эти почвы представлены легкосуглинистыми разновидностями. Такыры, как природные образования с очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года. При сильном увлажнении проведение каких-либо работ не возможно или очень сильно затруднено. Такыры относятся к неудобным землям.

8.5.2. Характеристика видов воздействия на почвы

Проектом предусматривается проведения разведочных работ на участке Каскырбулак Южный. Деградация растительного покрова вокруг буровой установки будет отмечаться радиусом около 200 м. После завершения буровых работ предусмотрена рекультивация нарушенных земель, после произойдет их медленное самозарастание.

В результате строительства скважин на растительность будет воздействовать, в основном, работа автотранспорта, присутствие на производственной площадке людей и их производственная деятельность.

В местах разового прохождения *автотранспорта* по «целине» в сухую погоду по почвам, солонцам и солончакам будет незначительное ухудшение жизненного состояния растительных сообществ в автомобильной колее (поломка стеблей полукустарничков, примятые к земле травянистые виды растений). Глубина автомобильного следа составляет на сухих почвах 3—7 см. Разовое прохождение автотранспорта во влажный период года по солонцам и солончакам способствует образованию колеи глубиной до 25-30 см.

Многократное прохождение транспортной техники по одной колее может привести к уничтожению растительного покрова в ней. Темпы разрушения растительности определяются природными свойствами (устойчивостью) самих растений, лито-эдафическими условиями местообитаний, генетическими особенностями территории и климатическими условиями. В связи с этим наиболее быстрому разрушению подвергается растительность почв легкого механического состава и солончаков. В первом случае будет наблюдаться значительное углубление колеи и развитие дефляционных процессов; во втором – развитие водной эрозии.

Как показывают полевые наблюдения на территории подобной контрактной, в местах прохождения автотранспорта происходит достаточно быстрое восстановление растительности. В течение вегетационного периода формируются разреженные группировки однолетних солянок, что свидетельствует о достаточно высоких компенсационных возможностях однолетней растительности.

Опосредованное воздействие через атмосферу проявится в запылении и, возможно, химическом загрязнении продуктами сгорания топлива от автотранспорта и стационарного оборудования, используемого при буровых работах.

Сернистый газ через ассимиляционный аппарат проникает в клетки, подавляет в клетке процессы фотосинтеза, нарушает обмен, происходит ухудшение роста и отмирание отдельных органов растений. Однако, активный ветровой режим и высокая скорость рассеивания загрязнителей в атмосфере, практически полностью сведут воздействия этого типа к минимуму.

При эксплуатации дороги будет наблюдаться запыление и незначительное воздействие продуктами сжигания топлива автотранспорта на прилегающую к трассе растительность. Однако данные виды воздействия неизбежны при любых видах производственной деятельности и не окажут существенного влияния на сопредельные территории.

Оценка возможных воздействий на почвы при производстве работ, степени нарушенности почвогрунтов и их устойчивости к техногенным нагрузкам приведены в таблице 8.5-1.

Таблица 8.5-1 - Трансформация почвогрунтов при производстве работ

Источники техногенных воздействий	Типы нарушений	Степень нарушений	Устойчивость почв, возможность к самовосстановлению
Дороги без твердого покрытия	Нивелировка рельефа, уплотнение и распыление грунтов, изменение	Полное уничтожение почвенного покрова, развитие эрозионных	Неустойчивы в увлажненном состоянии, восстановление в течение
	морфологических свойств почв	процессов	3-5 лет после снятия воздействия

Рабочие площадки скважин	Нивелировка поверхности, нарушение целостности почвенного покрова, захламливание территории металлоломом и др., загрязнение отходами бурения, нефтью, ГСМ	Полное уничтожение почвенного покрова в радиусе 50 м, частичное - в радиусе 100 м	Средняя устойчивость, слабая восстановительная способность в случае загрязнения нефтью
Вахтовый поселок	Нивелировка поверхности, нарушение целостности почвенного покрова, уплотнение верхнего слоя почв, загрязнение ГСМ и др.	Полное уничтожение почвенного покрова в радиусе 50 м	Низкая устойчивость, слабая восстановительная способность в случае загрязнения нефтью

В целом, в результате проведения планируемых работ предполагается, что в пределах всей отведенной под площадки скважин площади будет полностью уничтожен почвенный покров. В результате здесь будут образованы антропогенно-перемешанные переуплотненные почвогрунты, достаточно загрязненные различными веществами и мусором.

Планируемые проектно-технические решения и рекультивация земель после окончания работ позволяют сделать вывод, что влияние на почвенно - растительный покров снижено до возможно минимального воздействия.

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

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

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

8.5.3. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

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

- ✓ своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- ✓ организация передвижения техники исключительно по санкционированным мар-шрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- ✓ использование автотранспорта с низким давлением шин;
- ✓ принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- ✓ принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, 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.

8.5.4. Предложения по организации мониторинга почвенного покрова

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Мониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почво-грунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного мониторинга...».

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на территории участка Каскырбулак Южный охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова рекомендуется продолжить исследование состояния почв в существующем режиме.

8.6. Оценка воздействия на растительный мир

8.6.1. Растительный мир в районе расположения месторождения

Растительность является основным функциональным блоком экосистемы. Она выполняет роль биоклиматических и экологических индикаторов, участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии. Такие функции растительности, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ и образование первичной продукции, регуляция газового баланса биосферы, водорегулирующая, противозерозионная и другие, делают ее основным звеном биосферы, обеспечивающим существование всех живых организмов.

Растительность участка характеризуется преобладанием пустынных и степных элементов, местами произрастают типичные галофитные (солелюбивые) сообщества с участием ежовника солончакового, сарсазана шишковатого, сведы вздутоплодной и других.

Растительный покров на участке работ характеризуется бедностью флоры и низким уровнем биологического разнообразия, что обусловлено жесткими природными условиями, характеризующимися засушливым климатом, резкими колебаниями температуры, большим дефицитом влажности, бедностью и засоленностью почв. Для этой территории характерны ограниченные возможности не только для естественного, но и искусственного возобновления растительности, а также высокая уязвимость растительных сообществ, обусловленная экстрааридными природно-климатическими условиями формирования и развития растительного покрова исследуемой территории.

На песчаных участках преобладают псаммофитно-кустарниковые (жужгун безлистный, курчавка колючая, гребенщик рыхлый, сообщества с участием эфемеров и эфемероидов (мятлик луковичный, тюльпан шренка, клоповник пронзеннолистный, дескурайния софии, желтушник левкойный, мортук восточный и др.), широко представлены сообщества с участием полыни песчаной, более редкими являются полынные сообщества с участием полыни Лерха, полыни белоземельной.

Значительные площади занимают сообщества однолетних солянок (Солерос европейский, сведа высокая, солянка южная и др.), солелюбивых кустарников и полукустарничков (селитрянка шобера, сарсазан шишковатый, поташник олиственный, поташник олиственный, карелиния каспийская) и эфемеров (клоповник пронзеннолистный, дескурайния софии, желтушник левкойный, мортук восточный, мортук пшеничный).

8.6.2. Факторы воздействия на растительность

Процесс проведения разведочных работ, связанный со строительством скважин и размещением технологического оборудования, окажет определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве подъездных дорог и площадок растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Величина механического воздействия находится в прямой зависимости от размеров и количества технологических площадок, протяженности дорог и подъездов.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважин и при ее транспортировке.

Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке газа, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: углеводородов, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

8.6.3. Оценка воздействия на растительность

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

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

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

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

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

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

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

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

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

8.6.4. Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно- растительный

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

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

8.6.5. Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами. Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года. Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются: редкие, эндемичные и реликтовые виды растений, присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью, признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном и в годовом отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

8.7. Оценка воздействия на животный мир

8.7.1. Характеристика животного мира

Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны. На контрактной территории встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие к монгольской и туранской фауне и южные пустынные - ирано- афганской и пустынной казахстанской фауне.

Наибольшее количество видов млекопитающих относится к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлено видом ушастый ёж – *Erinaceus awitus*. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика. Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (*Myotis mystacinus*) и серый ушан (*Plekotus austriacus*).

Отряд хищные, семейство псовые, представлены 3 видами: Волк – *Canus lupus* - вид, предпочитающий селиться в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. Корсак - (*Vulpes corsac*) распространён практически на всей территории участка, и лисица (*ulpes vulpes*) - обитает на полупустынных участках с кустарниковой растительностью.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом заяц-русак (*Lepus europaeus*).

Семейство куньи представлено лаской (*Mustela nivalis*) и степным хорьком (*Mustela eversmanni*) - хищные зверьки, питающиеся насекомыми, грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами: малый тушканчик - (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*) и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*), которые обитают на участках полупустынного характера. Емуранчик (*Stylodipus telum*) селится в мелкобугристом рельефе. Хомяковые представлены следующими видами: серый хомячок (*Cricetulus migratorius*) и обыкновенная полёвка (*Microtus arvalis*).

Семейство песчанковые. Большая песчанка (*Rhombomys opimus*) – широко распространённый грызун, живущий колониями, гребенщикова песчанка (*Meriones tamariscinus*) селится по пескам, тяготеет к кустарникам гребенщика. Краснохвостая песчанка (*Meriones libycus*) обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Семейство мышинные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*), которые встречаются в районе поселка, в бытовых строениях, на территории хозяйстроек и на прилегающих окультуренных участках.

Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать более 200 видов в период пролёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых исследуемой территории обеднена в видовом отношении. Из гнездящихся пернатых отмечены: 5 видов хищных (черный коршун - *Nilvus migrans*, болотный лунь - *Circus aeruginosus*, куганник – *Buteo rufinus*, степной орел - *Aquila rapax*, обыкновенная пустельга – *Falco tinnunculus*). Воробьинообразные наиболее многочисленны как в видовом, так и в количественном составе. Наиболее представительны жаворонковые (хохлатый - *Galerida cristata*, малый - *Calandrella cinerea*, серый – *Calandrella rufescens*, степной - *Melanocorypha calandra*, черный - *Melanocorypha jeltoniensis* и рогатый - *Eremophila alpestris*).

В антропогенных ландшафтах, среди жилых и хозяйственных построек обитает 5 синантропных видов: сизый голубь - *Columba livia*, угод - *Urupa erops*, полевой – *Passer montanus* и домовый - *Passer domesticus* воробей, деревенская ласточка – *Hirundo rustica*.

На зимовках встречаются 8 видов, это сизый голубь, филин, домовый сыч, хохлатый, черный и рогатый жаворонки, полевой и домовый воробьи. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых, некоторых выюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промыслов подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует, или видовое разнообразие снижено до 1-3 видов.

Для сбора более точных сведений о видовом и количественном составе фауны необходимо организовать полноценные экспедиции на разных этапах жизнедеятельности представителей животного мира.

8.7.2. Оценка современного состояния животного мира

Осуществление проектируемых работ на месторождении окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе нефтепродуктов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения не равномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей).

Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения углеводородами (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по строительству подъездных дорог и площадок могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

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

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

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27).

Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

8.7.3. Факторы воздействия на животный мир

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

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

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

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

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их 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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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.

8.7.4. Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира

Воздействие при разведочных работах на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

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

8.7.5. Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на этапе разработки площади.

Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м.

Полученные данные пересчитывают на 1 га. Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности. Выше названные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа. При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

8.8. Физическое воздействие. Шум. Вибрация. Свет

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе проектируемых работ, можно выделить: воздействие шума;

- воздействие вибрации;
- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение.

Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений

других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонок, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д. Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110—120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ — разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Таблица 8.8-1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Таблица 8.8-2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 - 7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие не безразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д. В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы:

- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волоконистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов

применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения. *Полезные* вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

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

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

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

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов. Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздухопроводы и т.п.).

Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением, называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO₂, паров H₂O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

Тепловые загрязнения. Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые

загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива. При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

Свет

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказывать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;
- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить незначительный и локальный характер.

Электромагнитное излучение

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения. Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

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).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

- постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);
- СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);
- миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливатт на 1см² облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

Защита от воздействия ЭМП

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

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.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находится рядом с ними во время работы.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени. **Способ экранирования ЭМП.** Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п. Количество наполнителя достигает 40%.

Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосатыми матами, пропитанными неопреном и угольной сажой, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующихся слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу /4. Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широко плотностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения выявление

противопоказаний у персонала;

- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при проведении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение на ограниченных участках.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды по каждому из вариантов разработки может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия – (1) – низкая;

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1- 8).

8.8.1. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений, не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование мал шумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздухопроводы, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно- профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;

- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мереснижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30\%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения – инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8)

– воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

8.8.2. Радиационная безопасность

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно- компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
- 10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;

- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

В целом же воздействие ионизирующего излучения (эффективная доза) для населения на состояние окружающей среды по каждому из вариантов разработки может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное.
- интенсивность воздействия – (1) – 1 мЗв/год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв/год.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8).

8.8.3. Рекомендации по снижению радиационного риска

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения углеводородов, средства их транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с углеводородами и пластовыми водами, места разливов углеводородов пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

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

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

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

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

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

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

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

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

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

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

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

Отходы производства и потребления

Отходы бурения. Основным видом отходов при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор.

Для предотвращения загрязнения почвенного покрова и подземных вод отходы бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) после вибросита должны сбрасываться в шламовую емкость, вторая пустая (резервная) емкость находится рядом. Емкости устанавливаются на специально отведенной площадке. По мере заполнения первой емкости она ставится на платформу трейлера-контейнеровоза, на место первой емкости ставится резервная емкость. Буровые отходы вывозятся по договору в специализированные предприятия.

Перечень опасных свойств отходов: НР14 - экотоксичные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: образуются в результате бурения скважин.

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

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна - 2,1 т/м³, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2. По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.

2,1: 1,2 = 1,75 т/м³

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными мусуспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в БСВ, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.

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

Перечень опасных свойств отходов: НР3 - огнеопасные вещества.

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

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

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

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

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

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

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

Огарки сварочных электродов - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe_2O_3 – 79,2%, Al_2O_3 – 6,13%, MgO – 8,9% Cu

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

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

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

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

Коммунальные отходы относятся к «зеленому списку» отходов GO060. Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe_2O_3 – 1,85%, SiO_2 – 1,6%. Класс опасности 5. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы.

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

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

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка.

9.1.1. Расчет количества образующихся отходов при строительстве скважин

Буровой шлам - это выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образуется при проведении спускоподъемных операций; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины.

Расчет объемов отходов, образовавшихся при бурении скважины, произведен согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства) от бурения скважин, Утверждена приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-е.

Расчеты проведены согласно Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин, утвержденный приказом МОС РК от 3 мая 2012 года № 129-е. Объем шлама рассчитывается по формуле $V_m = V_n \cdot 1,2$,

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

V_n - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле: $V_n = \pi \cdot K \cdot R^2 \cdot L$, где

L - интервал проходки, м;

K - коэффициент каверзости;

R - радиус скважины, м.

Объем бурового шлама $V_m = 197,59 \cdot 1,2 = 237,11 \text{ м}^3$ или 308,24 тонн.

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он неопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. Буровой шлам может использоваться при строительстве внутрипромысловых

дорог и буровых площадок. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится по договору.

Бурение проектом предусмотрено безамбарным методом.

Отработанный буровой раствор (ОБР)

2. Объем отработанного бурового раствора.

$$V_{обр} = 1,2 \times V_{п} \times R + 0,5 V_{ц},$$

где R – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82 $R = 1.052$.

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

$$\text{Тогда } V_{обр} = 1,2 \times 197,59 \times 1,052 + 0,5 \times 150 = 324,44 \text{ м}^3 \text{ или } 389,328 \text{ тонн.}$$

Буровые сточные воды

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} \times 2 = 324,44 \times 2 = 648,88 \text{ м}^3$$

После образования отходы направляются на участок переработки отходов бурения на м/р Кенлык.

Отработанные масла. Количество отработанного масла от буровых установок принимается, согласно Сборника методик по расчету объемов образования отходов (Санкт-Петербург, 2001), из расчета 26 % от свежего моторного масла и 13% от свежего трансмиссионного масла.

Общий расход смазочных масел для буровых установок, согласно техническому проекту, составляет 10 т.

Расчёт объёма отработанного масла произведен, исходя из предположения, что масло состоит на 50% из моторного и на 50% из трансмиссионного масла.

Количество отработанного моторного масла составляет: $5 \times 26 / 100 = 1,3$ т;

Количество отработанного трансмиссионного масла составляет: $5 \times 13 / 100 = 0,65$ т.

Всего отработанного масла = 1,95 т. Отработанные масла подлежат передаче специализированной организации для утилизации.

Пустая бочкотара. Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Количество бочек 20 шт., вес каждой бочки 25 кг. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N \times m$, где N – количество тары, шт.; m – средняя масса тары, т. $M = 20 \times 0,025 = 0,5$ т. Объем образования 0,5 тонн. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Использованная тара. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N \times m$, где N – количество тары, шт.; m – средняя масса тары, т. $M = 500 \times 0,003 = 1,5$ т. Объем образования использованной тары составит 1,5 т. Невозвратная тара из дерева бумаги, пластика, ткани. Подлежит размещению на полигоне твёрдых бытовых отходов по договору.

Металлолом. В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $N = p \times \alpha \times M$, где p – число единиц оборудования, использованного в течении года, α – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174), M – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.). $N = 10 \times 0,0174 \times 11,6 = 2,02$ т. Металлолом передаётся специализированному предприятию для переработки.

Огарки электродов сварки. Расчет объема образования огарков электродов сварки, произведен согласно «Временных методических рекомендаций...» (7) по формуле: $M = G \times n \times 10^{-5}$ т/год, где G – количество использованных электродов, 242 кг/год; n – норматив образования огарков от расхода электродов, 15%. $M = 242 \times 15 \times 10^{-5} = 0,0363$. Объем огарков электродов сварки составляет 0,0363 тонны. Подлежит размещению на полигоне твёрдых бытовых отходов по договору.

Твёрдые бытовые отходы. Расчет объемов образования твердых бытовых отходов произведен с учётом жизнедеятельности задействованного персонала: на буровых площадках - 30 человек на месторождении. Период работ составляет 186 суток. Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок

нормирования объемов и размещения отходов производства» средние нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год составляют: на буровых площадках (в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом) – 0,36 т/год, на месторождении (в кварталах с застройкой высшего типа) – 0,26 т/год.

Общее годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = \sum_{i=1}^n p \times m,$$

где $M_{обр}$ – годовое количество отходов, т/год;

p – норма накопления отходов, т/год (m^3 /Год);

m – численность работающих, чел.

Количество ТБО составит: $M_{обр} = (0,36 \cdot 25 + 0,26 \cdot 5) / 365 \cdot 186 = 5,249 \text{ т/год}$.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства независимой скважины представлены в таблице 9.1-1 (на 1 скв.).

Таблица 9.1-1. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год на 1 скв.	Лимит накопления отходов, т/год на 1 скв.
Всего	-	708,825
в том числе:		
отходов производства	-	703,576
отходов потребления	-	5,249
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	5,249
Металлолом, тонн	-	2,02
Огарки использованных электродов	-	0,0363
Пустая бочкотара	-	0,5
Использованная тара	-	1,5
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	308,24
ОБР	-	389,328
Отработанное масло	-	1,95

9.1.2. Расчет количества образующихся отходов при расконсервации скважины

При расконсервации

Промывочная жидкость-39,1м3 на 1скв

Объем бурового шлама

Расчеты проведены согласно Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин, утвержденный приказом МООС РК от 3 мая 2012 года № 129-ө.

Объем шлама рассчитывается по формуле $V_m = V_n * 1,2$,

где 1,2 -коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

V_n - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле: $V_n = \pi * K * R^2 * L$, где

L –интервал проходки, м;

K - коэффициент каверзости;

R – радиус скважины, м.

Объем бурового шлама $V_m = 15,68 * 1,2 = 18,82 \text{ м}^3$ или 24,466 тонн.

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он неопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. Буровой шлам может использоваться при строительстве внутрипромысловых дорог и буровых площадок. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится согласно договора.

Отработанный буровой раствор (ОБР)

2. Объем отработанного бурового раствора.

$V_{обр} = 1,2 * V_n * R + 0,5 * V_{ц}$,

где R – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82 $R = 1.052$.

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

Тогда $V_{обр} = 1,2 * 15,68 * 1,052 + 0,5 * 150 = 94,79 \text{ м}^3$ или 113,748 тонн.

Отработанные масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25)$$

где: N - количество отработанного моторного масла – 3,8 тонн, согласно рабочего проекта;

N_m – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т
0,25 – доля потерь масла.

$$N = 3,8 * 0,75 = 2,85 \text{ т}$$

Пустая бочкотара.

Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Количество бочек 20 шт., вес каждой бочки 25 кг. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N * m$, где N – количество тары, шт.; m – средняя масса тары, т. $M = 20 * 0,025 = 0,5 \text{ т}$. Объем образования 0,5 тонн. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Металлолом.

Образованный в процессе строительства объекта металлолом: куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура. Ориентировочный объем взят из расчёта 4 % от общей массы металлоконструкций (Сборник 9. Металлические конструкции. СН РК 8.02-05 -2002).

Расчет количества образования металлолома.

Наименование металлопроката	Кол-во металла, кг	Кол-во металлолома, т
Лист оцинкованный 0,8 мм	0,212	0,01

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Лист ст.3, толщ. 12 мм разм.1,5х6,0м	0,245	0,01
Лист ст.3, толщ. 14 мм разм.1,5х6,0м	0,325	0,013
Труба бесшовная 89х5 ГОСТ 8732-78	10,36	0,4144
Катанка $\Phi = 6,5$ мм	1	0,04
Уголок 50х50мм	1,12	0,045
ИТОГО		0,5324

Огарки электродов сварки. Расчет объема образования огарков электродов сварки, произведен согласно «Временных методических рекомендаций...» (7) по формуле: $M = G \cdot n \cdot 10^{-5}$ т/год, где G – количество использованных электродов, 500 кг/год; n – норматив образования огарков от расхода электродов, 15%. $M = 500 \cdot 15 \cdot 10^{-5} = 0,075$. Объем огарков электродов сварки составляет 0,075 тонны. Подлежит размещению на полигоне твердых бытовых отходов по договору.

Твёрдые бытовые отходы. Расчет объемов образования твердых бытовых отходов произведен с учётом жизнедеятельности задействованного персонала: на буровых площадках - 30 человек на участке. Период работ составляет 22 суток. Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов и размещения отходов производства» средние нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год составляют: на буровых площадках (в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом) – 0,36 т/год, на месторождении (в кварталах с застройкой высшего типа) – 0,26 т/год.

Общее годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = \sum_{i=1}^n p \times m,$$

где $M_{обр}$ – годовое количество отходов, т/год;

p – норма накопления отходов, т/год (m^3 /год);

m – численность работающих, чел.

Количество ТБО составит: $M_{обр} = (0,36 \cdot 20 + 0,26 \cdot 10) / 365 \cdot 22 = 0,59$ т/год.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
		От 1 кв.
Всего	-	142,761
в том числе:		
отходов производства	-	142,1714
отходов потребления	-	0,59
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	2,85
Буровой шлам	-	24,466
Буровой раствор	-	113,748
Использованная тара	-	0,5
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	0,59
Металлолом, тонн	-	0,5324
Огарки использованных электродов	-	0,075

Таблица 9.1-4 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Отходы бурового шлама	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанный буровой раствор	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации.
Отработанные масла	13 02 08*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации

Промасленная ветошь	15 02 02*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Использованная тара	15 01 10*	Складирование в специально отведенном и оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Металлолом	17 04 07	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Сдаются на договорной основе сторонней организации

9.2. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

9.3. Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

9.4. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке Каскырбулак Южный в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.

- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;

- осуществлять своевременный вывоз отходов;

- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;

- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;

- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

10.1. Оценка риска возможных аварийных ситуаций и меры их предотвращения

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

10.1.1. Виды аварийных ситуаций, их причины и меры их предупреждения

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

10.2. Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при разведке на предприятии:

✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- ✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- ✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;
- ✓ Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведение контроля за планировочными работами;
- ✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- ✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;
- ✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;
- ✓ При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- ✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- ✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- ✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- ✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.
- ✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.
- ✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

10.3. Мероприятия по снижению экологического риска

Основными мерами по предупреждению аварийных ситуаций является строгое соблюдение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

В целях предотвращения аварийных ситуаций на предприятии разработаны специальные мероприятия:

- все конструкции рассчитаны и запроектированы с учетом сейсмических нагрузок;
- применять в технологических жидкостях и процессах неопасные химические реагенты;
- предусмотреть герметизированную систему продуктопроводов, транспорта газа и продувочной системы;
- проводить гидроиспытания технологического оборудования и продуктопроводов на герметичность и прочность;
- усиление устройства битумно-полимерной защиты подземного продуктопровода;
- все бетонные поверхности, засыпаемые грунтом, покрыть горячим битумом за два раза;

– под все бетонные основания выполнить щебеночную подготовку с пропиткой битумом до полного насыщения;

– трубопровод, арматура и опоры окрасить 2 раза водостойкой эмалевой краской БТ-177 по двойной грунтовке ГФ-021.

В таблице ниже рассмотрены риски природных и антропогенных воздействий, угроза которых существует в период ведения работ. Риски разбиты, согласно существующей методики, на 4 составляющие и квалифицированы следующими показателями: ОН – очень низкий; Н – низкий; С – средний; В – высокий.

Таблица 10.1-1 - Риски и последствия природных и антропогенных опасностей

Вид опасности	Опасное событие	Риск	Последствия	Комментарии
Природные	Землетрясение	1.1.2 1.1.3. Н	Нарушение герметичности, открытое фонтанирование, пожар	Вероятность землетрясений для данного района незначительна. Сильные ветра для области явление обычное. Последствия можно квалифицировать как значимые.
	Сильный ветер	1.1.4. 1.1.5. С		
Антропогенные	Нарушение технологии	1.1.6.ОН	Нарушение герметичности, открытое фонтанирование, пожар	Вероятность нарушения технологии разработки месторождения очень низкая. Последствия можно квалифицировать как значимые

11. СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

11.1. Социально-экономические условия

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

В данном разделе рассматриваются социально-экономические факторы указанного района и области в целом на основе данных Агентства РК по статистике и Атырауского областного управления статистики.

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с ЗападноКазахстанской областью, на востоке с Актюбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью России, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Она находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности. Площадь территории области равна 118,6 тыс. км². Протяженность границы с севера на юг – 350 км, с востока на запад – более 600 км. Расстояние от Атырау до Астаны – 1810 км. В области имеется 7 районов, 2 города (1 город районного подчинения) и 176 сельских населенных пунктов, в том числе 6 поселков.

Демография

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 Атырауской области на 1 мая 2020г по текущим данным составила 598,9 тыс. человек, По сравнению с 1 маем 2019г. численность населения увеличилась на 2,3%. Численность Жылыойского района на 1 мая 2020г составляет 79,887 тыс. человек.

Естественное движение населения на январь-апрель 2020г: родившиеся – 5,316 тыс. чел. по Атырауской области, 0,767 тыс. человек по Жылыойскому району; умершие – 1,241 тыс. чел. по Атырауской области, 0,143 тыс. человек по Жылыойскому району.

Текущие оценки на начало года рассчитываются на основании итогов последней переписи населения, к которым ежегодно прибавляются числа родившихся и прибывших на данную территорию и из которых вычитаются числа умерших и выбывших с данной территории. Текущие оценки численности населения за прошедшие годы уточняются на основании итогов очередной переписи

Промышленность

Атырауская 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.

Продукцией промышленного предприятия в стоимостном выражении считается стоимость продукции, предназначенной для реализации товаров, предназначенных для дальнейшей переработки, работ промышленного характера.

В январе-июне 2020г произведено промышленной продукции на 2 115 828 млн. тенге, том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 1 871 108 и 216 846 млн. тенге, в электроснабжении, подаче газа, пара, воздушном кондиционировании – на 18 287 млн. тенге, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов – на 9 587 млн. тенге.

Сельское хозяйство

Ко всем категориям хозяйств относятся сельхозпредприятия, крестьянские (фермерские) хозяйства и хозяйства населения.

Сельскохозяйственные предприятия – юридические лица с основным видом деятельности в сфере сельского хозяйства. Местные единицы-подразделения юридических лиц в форме подсобных хозяйств, основным видом деятельности которых является производство сельскохозяйственной продукции.

Валовая продукция сельского хозяйства представляет денежное выражение произведенной продукции растениеводства и животноводства по фактическим средневзвешенным ценам реализации за календарный год. Объем валовой продукции сельского хозяйства в январе – июне 2020г составил по оценке 18248,7 млн. тенге, в том числе животноводства –17976,8 млн. тенге, растениеводства – 240,0 млн. тенге.

Продукция растениеводства включает стоимость продуктов, полученных из урожая данного года, стоимость выращивания молодых многолетних насаждений и изменение стоимости незавершенного производства от начала к концу года.

Продукция животноводства включает стоимость выращивания скота, птицы и других животных, производства молока, шерсти, яиц, меда и др.

Строительство

Объем строительных работ – это стоимость выполненных строительными организациями работ по возведению, реконструкции, расширению, капитальному и текущему ремонту зданий, сооружений, работы по монтажу оборудования.

В январе-июне 2020г объем строительных работ (услуг) составил 191,6 млрд. тенге по Атырауской области.

Наибольший удельный вес в общем объеме строительных работ занимают работы по строительству промышленных объектов, объем которых составил 100,8 млрд. тенге.

Объем строительно-монтажных работ, по сравнению с январем-июнем 2019г увеличился в 2,4 раза и составил 189,5 млрд. тенге.

Жилищное строительство. В январе – июне 2020г на строительство жилья направлено 11,3 млрд. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 1,2%.

В январе-июне 2020 г. общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 238 тыс.кв.м, из них индивидуальными застройщиками 196,6 тыс. кв.м. Индекс физического объема введенного жилья составил 101,5%.

11.2. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

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

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

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

11.3. Памятники истории и культуры

На территории участка Каскырбулак Южный, в настоящее время памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.

12. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

12.1. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные. Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при проведении разведочных работ на проектируемой территории являются двигатели внутреннего сгорания буровых установок, резервуары для нефти, насосы для откачки нефти, скважины, факел. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;
5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует;
6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях.

Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 12.1-1.

Таблица 12.1-1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Спецтехника и автотранспорт. Работа бурового оборудования. Шумовые воздействия	Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Нарушение целостности геологической среды, в том числе подземных, при бурении скважин. Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.

	почвенный покров	
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифенообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Изъятие земель. Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно- растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Принятие административных мер для пресечения браконьерства. Строительство специальных ограждений.

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 1 данного проекта) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на участке Каскырбулак Южный сведена в таблицу 12.1-2.

Таблица 12.1-2 - Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений при проведении разведочных работ

Компоненты окружающей среды	Категории воздействия, балл			Категория значимости
	пространственный масштаб	временный масштаб	интенсивность	
атмосферный воздух	локальное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
отходы	локальное (1)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (9)
подземные воды	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
почва	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
геологическая среда	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
растительность	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)

животный мир	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
физическое воздействие	локальное (1)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (9)
Итого:	-	-	-	Средняя (15,75)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует и приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на участке Каскырбулак Южный составляет 15,75 балла, что соответствует **среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды**.

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на участке Каскырбулак Южный при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

12.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при разведочных работах на участке Каскырбулак Южный представлены в таблице 12.2-1.

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие
Образование и научно-техническая сфера	Потребность в Квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие
Рекреационные ресурсы	-	
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие

Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Внешнеэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут среднее отрицательное воздействие по некоторым компонентам, и от средних до высоких положительных изменений в социально- экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

13. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершён не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

14. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

15. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Методологические аспекты оценки воздействия выполнялись на определении трех параметров:

- пространственного масштаба воздействия;
- временного масштаба воздействия;
- интенсивности воздействия.

Общая схема для оценки воздействия:

1. Выявление воздействий
2. Снижение и предотвращение воздействий
3. Оценка значимости остаточных воздействий

По каждому выявленному возможному воздействию на окружающую среду проводится оценка его существенности.

Воздействие на окружающую среду признается существенным во всех случаях, кроме случаев соблюдения в совокупности следующих условий:

1. воздействие на окружающую среду, в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера и других параметров, а также с учетом указанных в заявлении о намечаемой деятельности мер по предупреждению, исключению и снижению такого воздействия и (или) по устранению его последствий:

2. не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, включая дефицитные и уникальные природные ресурсы;

3. не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды;

4. не приведет к ухудшению условий проживания людей и их деятельности, включая: состояние окружающей среды, влияющей на здоровье людей; посещение мест отдыха, туризма, культовых сооружений и иных объектов; заготовку природных ресурсов, использование транспортных и других объектов; осуществление населением сельскохозяйственной деятельности, народных промыслов или иной деятельности;

5. не приведет к ухудшению состояния территорий и объектов, осуществляемых в особо охраняемых природных территориях, в их охранных зонах, на землях оздоровительного, рекреационного и историкокультурного назначения; в пределах природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; на участках размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; на территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; на территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; в черте населенного пункта или его пригородной зоны; на территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия;

6. не повлечет негативных трансграничных воздействий на окружающую среду;

7. не приведет к следующим последствиям:

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют участки с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют технологии или методы для компенсации потери биоразнообразия;

– это приведет к потере биоразнообразия и компенсация потери биоразнообразия невозможна по иным причинам.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениям;

- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года;

- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

окружающей среды Республики Казахстан;

- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru/>;
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

16. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

17. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В качестве мер по охране окружающей среды и для компенсации неизбежного ущерба природным ресурсам, вводятся экономические методы воздействия на предприятия – плата за эмиссии в окружающую среду. Расчет платежей производится согласно «Методике расчета платы за эмиссии в окружающую среду», которая утверждена приказом Министра охраны окружающей среды РК 08.04.2009г. №68-п. в соответствии со статьей 127 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В настоящем разделе рассмотрены только те аспекты, которые связаны с неизбежным ущербом природной среде при безаварийной деятельности природопользователя, в результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Штрафные выплаты и компенсации ущерба определяются по фактически произошедшим событиям нарушения природоохранного законодательства.

Оценка размера платы выполнена на этапе строительства и эксплуатации. Расчеты произведены в соответствии с Решением Маслихата Атырауской области от 2 марта 2018г. №245 «О ставках платы за эмиссии в окружающую среду».

№ n/n	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Ставки платы за 1 килограмм, (МРП)
1	2	3	4
1	Окислы серы	20	
2	Окислы азота	20	
3	Пыль и зола	10	
4	Свинец и его соединения	3986	
5	Сероводород	124	
6	Фенолы	332	
7	Углеводороды	0,32	
8	Формальдегид	332	
9	Окислы углерода	0,32	
10	Метан	0,02	
11	Сажа	24	
12	Окислы железа	30	
13	Аммиак	24	
14	Хром шестивалентный	798	
15	Окислы меди	598	
16	Бенз(а)пирен		996,6

Платежи за загрязнение атмосферного воздуха при эксплуатации автотранспорта начисляются по фактически использованному топливу согласно ставкам платы за загрязнение окружающей среды, установленными п.4.ст.576 Налогового кодекса РК.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Проекта разведочных работ (оценочный этап) на площади Каскырбулак Южный» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Недропользователем месторождения Каскырбулак Южный является ТОО «Petrocraft», имеющее Контракт №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5.

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Месторождение Каскырбулак Южный расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В 2004-2005г.г. на площади пробурено 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13. По результатам бурения и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин №№ 2, 3, 4, 7 выявлены нефтеносные горизонты в нижнемеловых отложениях 2 горизонта – в нижнем альбе и в готериве и в среднеюрских отложениях 2 горизонта - Ю-1, Ю-2.

Продуктивность выделенных горизонтов доказана получением притоков нефти при опробовании.



Рисунок 1. Обзорная карта

- 1) Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау. Ближайший населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются – Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 70 лет и месторождение Биикжал в пробной эксплуатации.
- 2) Товарищество с ограниченной ответственностью «Petrocraft»
Юридический адрес
ВОСТОЧНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, УСТЬ-КАМЕНОГОРСК Г.А., Г.УСТЬ-КАМЕНОГОРСК, ПРОСПЕКТ Илияса Есенберлина, 6/1, кв 65
БИН 210340017983
- 3) Краткое описание намечаемой деятельности:
Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №1939-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.
Настоящим Проектом предусматривается переинтерпретация ранее проведенных 2Д сейсморазведочных работ на контрактной территории, дальнейший сбор геолого-геофизической информации по пробуренным скважинам и на основе этого бурение одной независимой скважины и проведение оценки ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях. На месторождении планируется бурение одной независимой скважины Р-14, глубиной 750м, местоположение которой будет уточнено в результате переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсмических работ и расконсервация скважины 7 на глубину 600м, возможно проведение ЗБС. Скважина Р-14 – независимая, местоположение скважины условно в пределах северо-западного крыла, в III блоке, в наиболее приподнятой части. Проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми, проектная глубина-750м.
Местоположение скважины будет уточняться по результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ.
Скважина 7- пробурена на сейсмическом профиле f-ad-0562 с целью изучения вскрываемого разреза и поисков залежей нефти и газа. Скважина вскрыла отложения верхнего и нижнего мела, средней юры и кунгурского яруса нижней перми. По результатам комплексной обработки материалов ГИС во вскрытой части разреза нефтенасыщенные пласты выделены в отложениях нижнего мела, при испытании которых получен приток за счет пластовой нефти дебитом 7м3/сут/. Планируется расконсервация скважины на максимальную глубину – на глубину 600м после получения данных по скважине.
- 4) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении пректируемых работ оказывать не будет.
В связи с тем, что территория участка Каскырбулак Южный расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет.
Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.
В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.
Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии

– ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

- 5) При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины Р-14 (буровая установка при бурении ZJ-70, при испытании ZJ-30) составит – 16.37771586 г/сек и 83.560145388 т/период.

В целом по месторождению при строительстве скважины выявлено: 19 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 9, неорганизованных – 10.

При рассмотрении технологии расконсервации скважины были выделены 9 источников загрязнения, в том числе:

- организованные – 3 единиц;
- неорганизованные – 6 единиц.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при расконсервации скважины, составит – 12.71708279 г/сек и 38.094371988 т/период.

- 6) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:
 - разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
 - первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
 - ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами,

разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

- 7) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности.

По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется. Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

- 8) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:
- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
 - Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
 - Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
 - Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Директор
ТОО «Petrocraft»



Жунусов И.А.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. СанПиН «Санитарно эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» от 20.03.2015 г. № 237.
13. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
14. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министраэкологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
15. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Источник загрязнения N 6001, Земляные работы

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1.2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1.2$

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

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 1$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.5$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 22.5$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.031$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 540 \cdot 22.5 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00875$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 540 \cdot 0.031 \cdot (1-0) / 3600 = 0.00335$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.00335	0.00875

Источник загрязнения N 6002,

Источник выделения N 002, Участок сварки

Список литературы:

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

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 242$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.336$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 242 / 10^6 = 0.002587$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.336 / 3600 = 0.000998$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 242 / 10^6 = 0.0002226$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 0.336 / 3600 = 0.0000859$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 242 / 10^6 = 0.000339$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 0.336 / 3600 = 0.0001307$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 242 / 10^6 = 0.000799$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 0.336 / 3600 = 0.000308$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 242 / 10^6 = 0.0001815$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.75 \cdot 0.336 / 3600 = 0.00007$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M_ = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 242 / 10^6 = 0.0002904$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = KNO_2 \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.336 / 3600 = 0.000112$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M_ = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 242 / 10^6 = 0.0000472$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = KNO \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.336 / 3600 = 0.0000182$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 242 / 10^6 = 0.00322$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 13.3 \cdot 0.336 / 3600 = 0.001241$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.000998	0.002587
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0000859	0.0002226
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000112	0.0002904
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000182	0.0000472
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.001241	0.00322
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00007	0.0001815
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000308	0.000799
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0001307	0.000339

Источник загрязнения N 0001, Организованный источник

Источник выделения N 003, Двигатель "G12V190PZLG"

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 243.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 211.11

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 211.11 \cdot 810 = 1.491112152 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.491112152 / 0.531396731 = 2.806024322 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	3.6	4.32	1.02857	0.17143	1.2	0.04286	3.71E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	15	18	4.28571	0.71429	5	0.17143	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_9 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7776	3.50208	0	0.7776	3.50208
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12636	0.569088	0	0.12636	0.569088
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03857175	0.173715328	0	0.03857175	0.173715328
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.27	1.216	0	0.27	1.216
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.81	3.648	0	0.81	3.648
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000835	0.000004864	0	0.000000835	0.000004864
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0096435	0.041691776	0	0.0096435	0.041691776
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.23142825	1.042284672	0	0.23142825	1.042284672

Источник загрязнения N 0002, Организованный источник

Источник выделения N 004, Дизельный двигатель, "Cat3512DITA"

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 212.65

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_9 , кВт, 783

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_9 , г/кВт*ч, 271.58

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 271.58 \cdot 783 = 1.854283061 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.854283061 / 0.531396731 = 3.489451388 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.58464	2.38168	0	0.58464	2.38168
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.095004	0.387023	0	0.095004	0.387023
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02175	0.091135411	0	0.02175	0.091135411
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3045	1.2759	0	0.3045	1.2759
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.576375	2.33915	0	0.576375	2.33915
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000683	0.000002127	0	0.000000683	0.000002127
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006213975	0.024303769	0	0.006213975	0.024303769
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.149141925	0.607570821	0	0.149141925	0.607570821

Источник загрязнения N 0003, Организованный источник**Источник выделения N 005, Дизельный двигатель, "Cat3512DITA"**Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 212.65Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 783Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 271.58Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газовРасход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_p \cdot P_p = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 271.58 \cdot 783 = 1.854283061 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.854283061 / 0.531396731 = 3.489451388 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросовТаблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{yi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{yi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.58464	2.38168	0	0.58464	2.38168
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.095004	0.387023	0	0.095004	0.387023
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02175	0.091135411	0	0.02175	0.091135411
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3045	1.2759	0	0.3045	1.2759
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.576375	2.33915	0	0.576375	2.33915

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000683	0.000002127	0	0.000000683	0.000002127
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006213975	0.024303769	0	0.006213975	0.024303769
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.149141925	0.607570821	0	0.149141925	0.607570821

Источник загрязнения N 0004, Организованный источник

Источник выделения N 006, Дизельный двигатель, "Mtu 12V183TE32"

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 74.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 373

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_p \cdot P_p = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 373 \cdot 200 = 0.650512 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.650512 / 0.531396731 = 1.224155065 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.170666667	0.95488	0	0.170666667	0.95488
0304	Азот (II) оксид (Азота	0.027733333	0.155168	0	0.027733333	0.155168

	оксид) (6)					
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007936667	0.042628678	0	0.007936667	0.042628678
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.373	0	0.066666667	0.373
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.9698	0	0.172222222	0.9698
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000019	0.000001492	0	0.00000019	0.000001492
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001905	0.010657356	0	0.001905	0.010657356
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.046031667	0.255771322	0	0.046031667	0.255771322

Источник загрязнения N 0005, Дизельный генератор резервный

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 3.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 160

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 187.5

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_p \cdot P_p = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 187.5 \cdot 160 = 0.2616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2616 / 0.531396731 = 0.49228756 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{эi}} * B_{\text{зод}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3413333	0.1152	0	0.3413333	0.1152
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0554667	0.01872	0	0.0554667	0.01872
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0222222	0.0072	0	0.0222222	0.0072
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0533333	0.018	0	0.0533333	0.018
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2755556	0.0936	0	0.2755556	0.0936
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000005	0.0000002	0	0.0000005	0.0000002
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0053333	0.0018	0	0.0053333	0.0018
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.1288889	0.0432	0	0.1288889	0.0432

Источник загрязнения N 0006, Цементировочный агрегат ЦА-320М

Исходные данные:

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{зод}}$, т, 9.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b_{\text{г}} * P_{\text{г}} = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3754667	0.304	0	0.3754667	0.304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0610133	0.0494	0	0.0610133	0.0494
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0244444	0.019	0	0.0244444	0.019
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0586667	0.0475	0	0.0586667	0.0475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3031111	0.247	0	0.3031111	0.247
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000005	0	0.0000006	0.0000005
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0058667	0.00475	0	0.0058667	0.00475
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.1417778	0.114	0	0.1417778	0.114

Источник загрязнения N 0007, ППУ

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 2.4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 118.3

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 118.3 * 169 = 0.174336344 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.174336344 / 0.531396731 = 0.328071917 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3605333	0.0768	0	0.3605333	0.0768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	0.01248	0	0.0585867	0.01248
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.0048	0	0.0234722	0.0048
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	0.012	0	0.0563333	0.012
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	0.0624	0	0.2910556	0.0624
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000001	0	0.0000006	0.0000001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.0012	0	0.0056333	0.0012
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.1361389	0.0288	0	0.1361389	0.0288

Источник загрязнения N 0008, Сварочный агрегатРасход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 0.96Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 1Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 108.11Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газовРасход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_p \cdot P_p = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 108.11 \cdot 1 = 0.000942719 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.000942719 / 0.531396731 = 0.00177404 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросовТаблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	30	43	15	3	4.5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0022889	0.033024	0	0.0022889	0.033024
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0003719	0.0053664	0	0.0003719	0.0053664
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0001944	0.00288	0	0.0001944	0.00288
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0003056	0.00432	0	0.0003056	0.00432
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.002	0.0288	0	0.002	0.0288

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3.6111E-9	5.2800E-8	0	3.6111E-9	5.2800E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0000417	0.000576	0	0.0000417	0.000576
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001	0.0144	0	0.001	0.0144

Источник загрязнения N 6003, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6003 11, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 379.78**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 379.78**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 25**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 25**

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 379.78 + 3.15 · 379.78) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000992**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000992 / 100 = 0.00099**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.000992 / 100 = 0.00000278**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000278
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.00099

Источник загрязнения N 6004, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 1440$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 1440) / 1000 = 0.0576$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0576 / 100 = 0.0574$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0576 / 100 = 0.0001613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0001613
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0574

Источник загрязнения N 6005, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6005 13, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 15), $C_{MAX} = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 6.8385$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $QVL = 6.8385$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 1.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 1.5) / 3600 = 0.0001$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 6.8385 + 0.15 \cdot 6.8385) \cdot 10^{-6} = 0.00000205$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (6.8385 + 6.8385) \cdot 10^{-6} = 0.0000855$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.00000205 + 0.0000855 = 0.0000876$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000876 / 100 = 0.0000876$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001 / 100 = 0.0001$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001	0.0000876

Источник загрязнения N 6006, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 1440$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000841$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001874$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000507$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003515$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003556$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	1440

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.00003556
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.00003515
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0001874
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.0000507
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.000841

Источник загрязнения N 0009, Организованный источник

Источник выделения N 015, Дизельный двигатель при освещении

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 43.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

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

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.085333333	0.552960	0	0.085333333	0.552960
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013866667	0.0898560	0	0.013866667	0.0898560
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.003968333	0.024685776	0	0.003968333	0.024685776
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.2160	0	0.033333333	0.2160
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.086111111	0.56160	0	0.086111111	0.56160
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000095	0.000000864	0	0.000000095	0.000000864
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	0.006171552	0	0.0009525	0.006171552
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.023015833	0.148114224	0	0.023015833	0.148114224

Источник загрязнения N 0010, Организованный источник

Источник выделения N 016, Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 64.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 177.5

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 177.5 * 169 = 0.2615782 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.2615782 / 0.531396731 = 0.492246536 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{\Sigma} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.360533333	2.0736	0	0.360533333	2.0736
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.33696	0	0.058586667	0.33696
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.1296	0	0.023472222	0.1296
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.324	0	0.056333333	0.324
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	1.6848	0	0.291055556	1.6848
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000003564	0	0.000000563	0.000003564
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.0324	0	0.005633333	0.0324
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.136138889	0.7776	0	0.136138889	0.7776

Источник загрязнения N 6007, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6007 18, Площадка налива нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации, $NAME_ = "буферная емкость"$ (все типы резервуаров)

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

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME_ = \text{А, Б, В}$

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

Значение K_{rmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 2211$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.87$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 2211 / (0.87 \cdot 50) = 41.4$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.983$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.983 \cdot 2211 / (10^7 \cdot 0.87) = 0.643$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.0823$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.643 / 100 = 0.466$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0596$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.643 / 100 = 0.1723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0823 / 100 = 0.02206$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.643 / 100 = 0.00225$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000288$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.643 / 100 = 0.001415$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000181$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.643 / 100 = 0.000707$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.643 / 100 = 0.000386$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.000386
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	0.466
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.1723
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00225
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.000707
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.001415

Источник загрязнения N 6008, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6008 19, Устье скважины

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 12 = 0.00553$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00553 / 3.6 = 0.001536$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 63.39 / 100 = 0.000974$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000974 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00757$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 14.12 / 100 = 0.000217$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000217 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001687$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000587$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000587 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000456$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000407$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000407 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003165$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000412 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003204$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 = 0.0777$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 63.39 / 100 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1065$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 14.12 / 100 = 0.00305$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00305 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0237$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 3.82 / 100 = 0.000825$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000825 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00642$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.65 / 100 = 0.000572$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000572 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.68 / 100 = 0.000579$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0045$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2160$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 24 = 0.0001382$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001382 / 3.6 = 0.0000384$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 63.39 / 100 = 0.00002434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002434 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001893$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000542$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000542 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00004215$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 3.82 / 100 = 0.000001467$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001467 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000114$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001018$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001018 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000792$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000103$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000103 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000801$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	2160
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	2160
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	2160

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000579	0.00482841
0405	Пентан (450)	0.000572	0.00477442
0410	Метан (727*)	0.00305	0.02542915
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000825	0.0068874
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0137	0.1142593

Источник загрязнения N 6009, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6009 20, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $Y_{\text{Y}} = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 54$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $Y_{\text{YY}} = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 54$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 25$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 25$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 54 + 3.15 \cdot 54) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000813$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000813 / 100 = 0.00081$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000813 / 100 = 0.000002276$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000002276
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.00081

Источник загрязнения N 6010, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6010 21, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0864$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0864 / 100 = 0.0862$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0864 / 100 = 0.000242$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.000242
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0862

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

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

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 500$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 2.98$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 2.98 / 3600 = 0.00885$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 2.98 / 3600 = 0.000762$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 2.98 / 3600 = 0.00116$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 2.98 / 3600 = 0.00273$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 2.98 / 3600 = 0.000621$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 2.98 / 3600 = 0.000993$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0000975$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 2.98 / 3600 = 0.0001614$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00665$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2.98 / 3600 = 0.011$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0088500	0.0053500
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0007620	0.0004600

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0009930	0.0006000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001614	0.0000975
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0110000	0.0066500
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0006210	0.0003750
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0027300	0.0016500
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0011600	0.0007000

Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Песок

Весовая доля пылевой фракции в материале(табл.3.1.1), $K1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль(табл.3.1.1), $K2 = 0.03$

Примесь: 2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 2-х сторон полностью и с 2-х сторон частично

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3), $K4 = 0.3$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 8$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), $K3SR = 1.7$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 9$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), $K3 = 1.7$

Влажность материала, %, $VL = 1$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), $K5 = 0.9$

Размер куска материала, мм, $G7 = 0.01$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5), $K7 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.3.1.7), $B = 0.7$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 9.52$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 1600$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 9.52 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 1.274$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 1600 \cdot (1-0) = 0.771$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G, GC) = 1.274$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.771 = 0.771$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	1.2740000	0.7710000

Источник загрязнения N 6003, Разработка грунта

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочные работы экскаваторами с объемом ковша 5м³ и более

Вид работ: Эскавация на отвале

Перерабатываемый материал: Горная порода

Марка экскаватора: ЭКГ-5А

Количество одновременно работающих экскаваторов данной марки, шт., $_{KOLIV} = 1$

Крепость горной массы по шкале М.М.Протоdjяконова, $KR1 = 2$

Уд. выделение пыли при эскавации породы, г/м³(табл.3.1.9), $Q = 3.1$

Влажность материала, %, $VL = 0.3$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), $K5 = 1$

Степень открытости: с 4-х сторон

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 8$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), $K3SR = 1.7$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 9$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), $K3 = 1.7$

Максимальный объем перегружаемого материала экскаваторами данной марки, м³/час, $VMAX = 9.52$

Объем перегружаемого материала за год экскаваторами данной марки, м³/год, $VGOD = 1600$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.3), $G = _{KOLIV} \cdot Q \cdot VMAX \cdot K3 \cdot K5 \cdot (1-NJ) / 3600 = 1 \cdot 3.1 \cdot 9.52 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) / 3600 = 0.01394$

Валовый выброс, т/г (3.1.4), $M = Q \cdot VGOD \cdot K3SR \cdot K5 \cdot (1-NJ) \cdot 10^{-6} = 3.1 \cdot 1600 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00843$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0139400	0.0084300

Источник загрязнения N 0001, дизельный двигатель при освещении

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 7.56

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 210

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_p \cdot P_p = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 210 \cdot 100 = 0.18312 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.18312 / 0.531396731 = 0.344601292 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2133333	0.24192	0	0.2133333	0.24192
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0346667	0.039312	0	0.0346667	0.039312
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0138889	0.01512	0	0.0138889	0.01512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.0378	0	0.0333333	0.0378
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	0.19656	0	0.1722222	0.19656
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000003	0.0000004	0	0.0000003	0.0000004
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033333	0.00378	0	0.0033333	0.00378
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.0805556	0.09072	0	0.0805556	0.09072

	(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	--	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0002, дизельный двигатель БУ А-50

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 13.68

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 224.85

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 224.85 \cdot 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{yi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{yi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3605333	0.43776	0	0.3605333	0.43776
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	0.071136	0	0.0585867	0.071136
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.02736	0	0.0234722	0.02736
0330	Сера диоксид (Ангидрид	0.0563333	0.0684	0	0.0563333	0.0684

	сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	0.35568	0	0.2910556	0.35568
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000008	0	0.0000006	0.0000008
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.00684	0	0.0056333	0.00684
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.1361389	0.16416	0	0.1361389	0.16416

Источник загрязнения N 0003, цементировочный агрегат, «ЦА-320М»

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 13.68

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 215.9 \cdot 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
-----	---------	-------	-------	---	-------	-------

		без очистки	без очистки	очистки	с очисткой	с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3754667	0.43776	0	0.3754667	0.43776
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0610133	0.071136	0	0.0610133	0.071136
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0244444	0.02736	0	0.0244444	0.02736
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0586667	0.0684	0	0.0586667	0.0684
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3031111	0.35568	0	0.3031111	0.35568
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000008	0	0.0000006	0.0000008
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0058667	0.00684	0	0.0058667	0.00684
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.1417778	0.16416	0	0.1417778	0.16416

Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 17.46**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 17.46**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 17.46 + 3.15 \cdot 17.46) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000793$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000793 / 100 = 0.00079$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000793 / 100 = 0.00000222$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000222
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0007900

Источник загрязнения N 6005, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)

Вид нефтепродукта или средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Удельный выброс, кг/час(табл. 5.4), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 360$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 360) / 1000 = 0.0144$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0111000	0.0144000

Источник загрязнения N 6006, Емкость для масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 11.5**Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 0.15**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 10**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27****GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 2 = 0.0001458**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м³, **V = 20**Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.0001458**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 11.5 + 0.25 · 0.15) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0001458 = 0.000146****Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 100 · 0.000146 / 100 = 0.000146**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0001460

Источник загрязнения N 6007, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6007 18, Площадка налива нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации, $NAME_ = "буферная емкость"$ (все типы резервуаров)

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

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME_ = \text{А, Б, В}$

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

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 537$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.87$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 537 / (0.87 \cdot 50) = 41.4$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.983$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.983 \cdot 537 / (10^7 \cdot 0.87) = 0.643$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.0823$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.643 / 100 = 0.466$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0596$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.643 / 100 = 0.1723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0823 / 100 = 0.02206$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.643 / 100 = 0.00225$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000288$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.643 / 100 = 0.001415$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000181$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.643 / 100 = 0.000707$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{avg}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.643 / 100 = 0.000386$

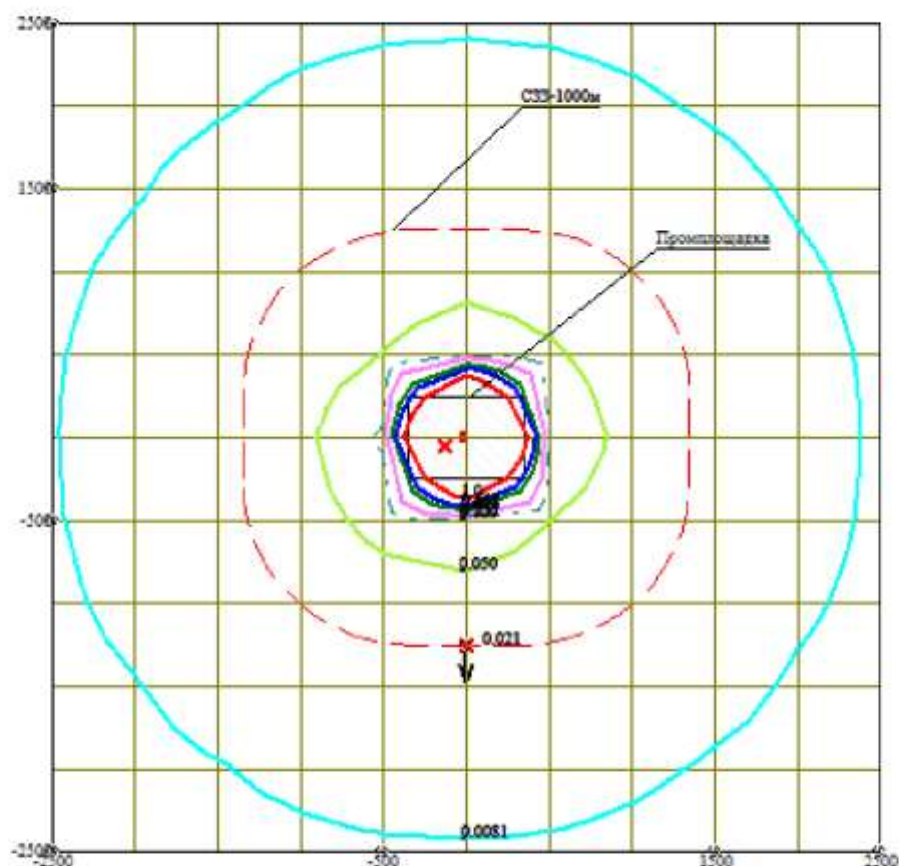
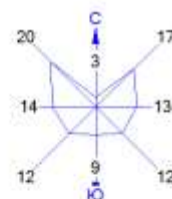
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.000386
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	0.466
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.1723
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00225
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.000707
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.001415

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

Город : 003 Атырауская область
 Объект : 0002 ИТП от 1-ой скв. Каскырбулак Южный стр. скважины
 Вар. № 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- x Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

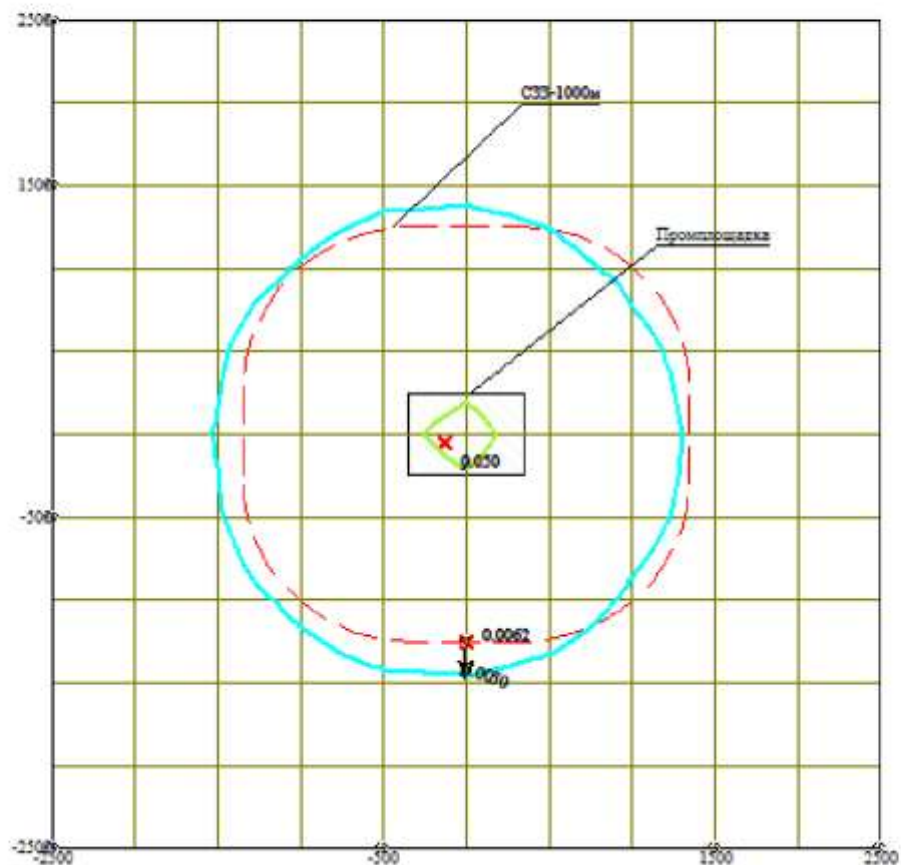
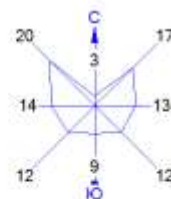
Изолинии в долях ПДК

- 0.0081 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.252 ПДК
- 0.495 ПДК
- 0.642 ПДК
- 1.0 ПДК

0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 3.5872903 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 270° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область
 Объект : 0002 ИТП от 1-ой скв. Каскырбулак Южный стр. скважины
 Вар. № 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- x Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

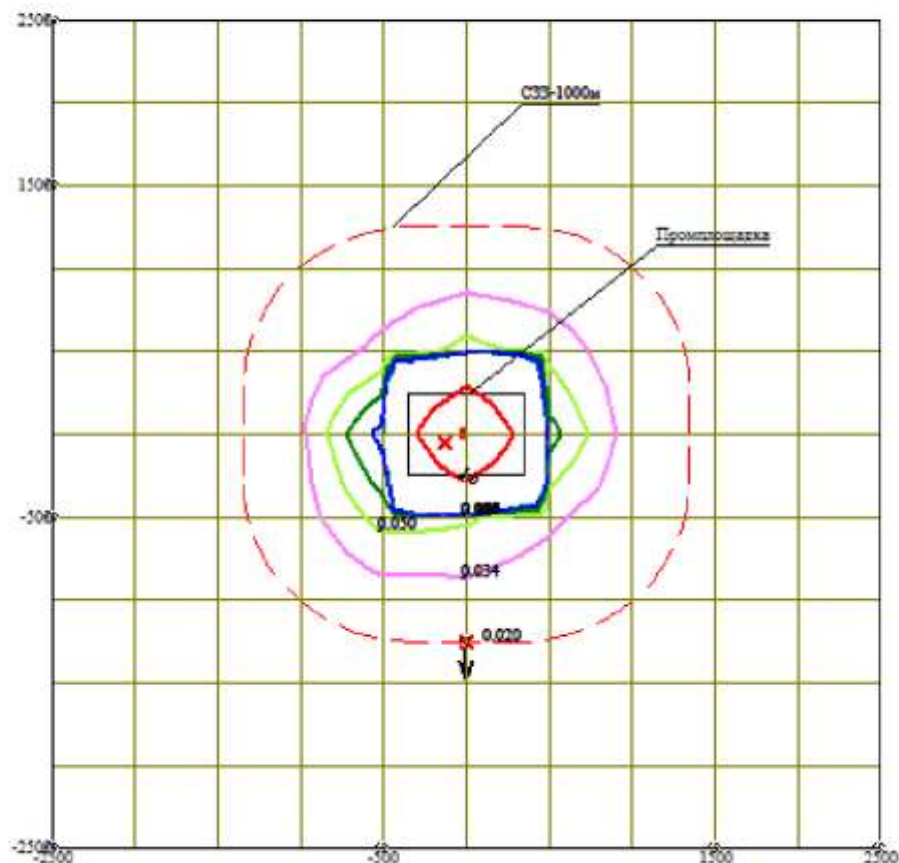
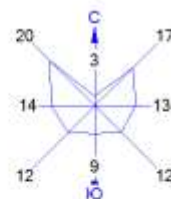
Изолинии в долях ПДК

- 0.0050 ПДК
- 0.050 ПДК



Макс концентрация 0.070588 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 250° и опасной скорости ветра 8.29 м/с
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область
 Объект : 0002 ИТП от 1-ой скв. Каскырбулак Южный стр. скважины
 Вар. № 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- f Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

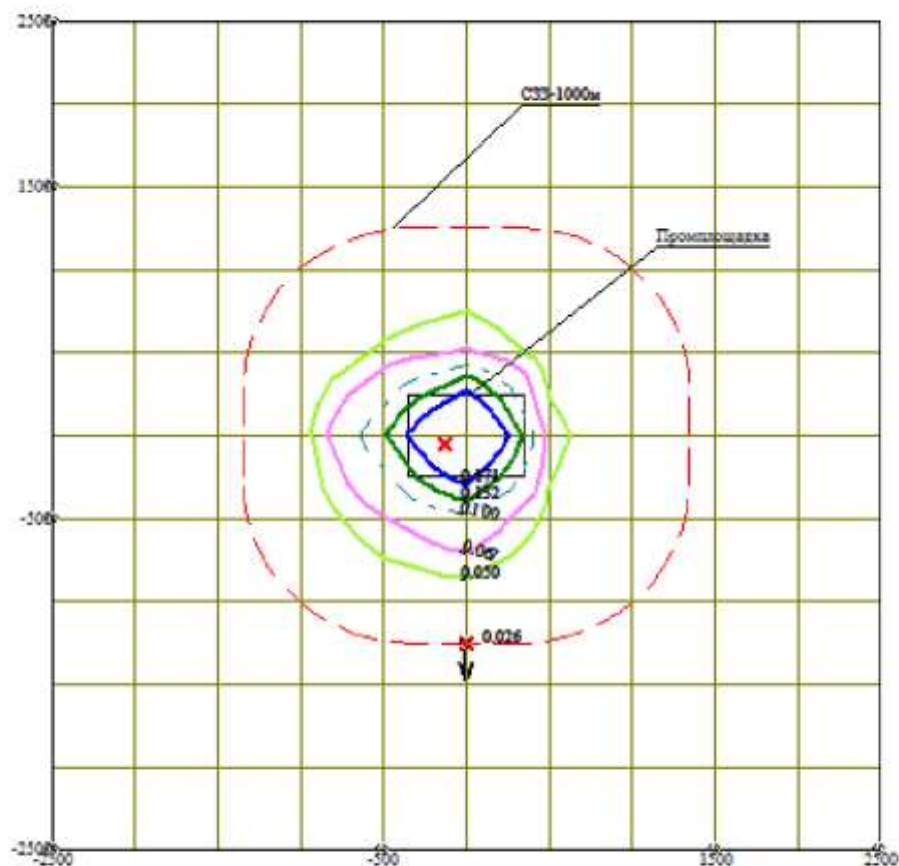
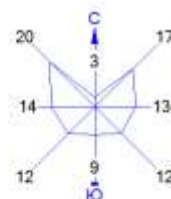
Изолинии в долях ПДК

- 0.034 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.066 ПДК
- 0.086 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 1.0 ПДК



Макс концентрация 2.2694647 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 270° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11×11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область
 Объект : 0002 ИТП от 1-ой скв. Каскырбулак Южный стр. скважины
 Вар. № 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

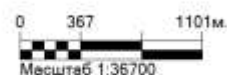


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- X Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

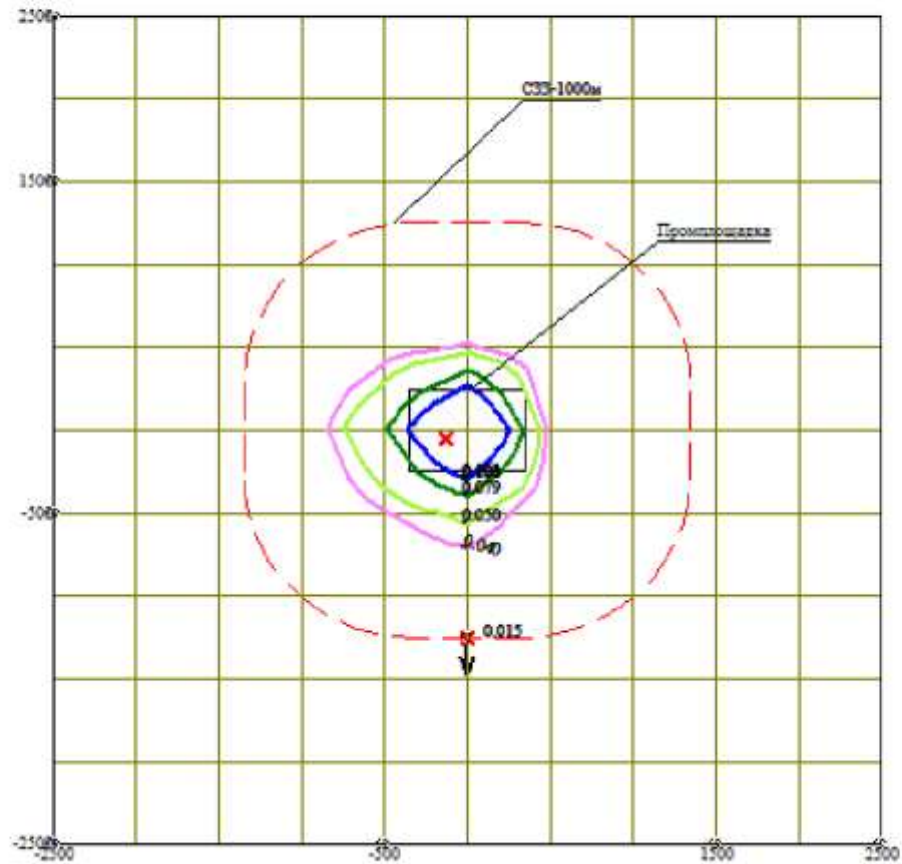
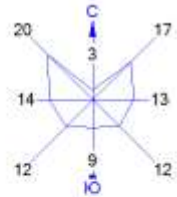
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.067 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.132 ПДК
- 0.171 ПДК



Макс концентрация 0.289676 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 250° и опасной скорости ветра 8.29 м/с
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область
 Объект : 0002 ИТП от 1-ой скв. Каскырбулак Южный стр. скважины
 Вар. № 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ! Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

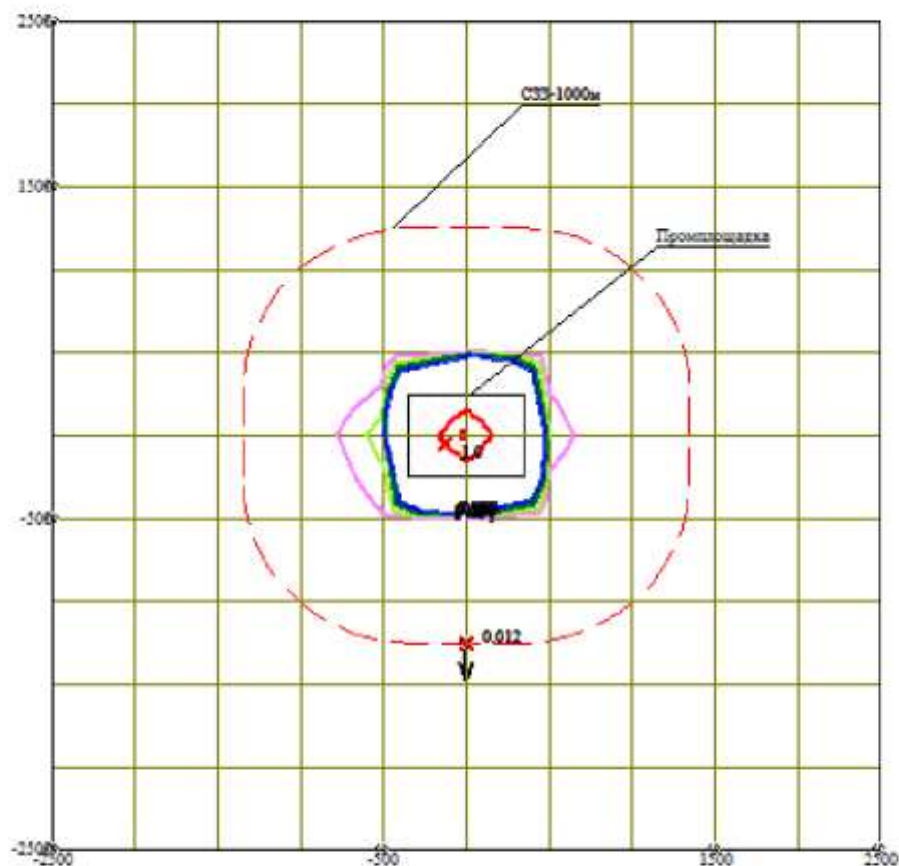
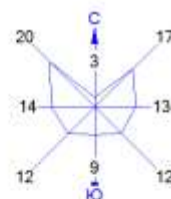
Изолинии в долях ПДК

- 0.040 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.079 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.103 ПДК

0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.1738056 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 250° и опасной скорости ветра 8.29 м/с
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область
 Объект : 0002 ИТП от 1-ой скв. Каскырбулак Южный стр. скважины
 Вар. № 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные
 C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

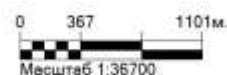


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- x Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

Изолинии в долях ПДК

- 0.036 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.071 ПДК
- 0.093 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.0 ПДК



Макс концентрация 1.4362073 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 270° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

08.08.2022

1. Город –
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, Жылыойского района**
4. Организация, запрашивающая фон – **ТОО «Petrocraft»**
5. Объект, для которого устанавливается фон – **Участок Каскырбулак Южный**
6. Разрабатываемый проект – **ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП) НА УЧАСТКЕ КАСКЫРБУЛАК ЮЖНЫЙ Договор № - Р-02/2022 от 03.02.2022**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Жылыойский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.08.2008 года

01245P

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ
Ипжипринг"

050051, Республика Казахстан, г. Алматы, Медеуский район, УЛИЦА
ЛЮБАНСКОГО, дом № 541, корпус 9., БИН: 060340007305

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер
юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-
идентификационный номер фактота или представительства иностранного
юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у
юридического лица) и/или фамилия, имя, отчество (в случае наличия),
индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области
охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и
уведомлениях»)

Примечание

Исотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет
экологического регулирования и контроля Министерства
энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики
Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель,
(уполномоченное лицо)**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г. Астана

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 01245Р

Дата выдачи лицензии 01.08.2008 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"**

050051, Республика Казахстан, г.Алматы, Мелеуский район, УЛИЦА ЛУГАНСКОГО, дом № 54Г, коттедж 9., БИН: 060340007305

(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 энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН

