

**CASPIAN ENERGY
RESEARCH**
OIL AND GAS GEOLOGY AND ENGINEERING



**Отчет о возможных воздействиях к
«Проекту пробной эксплуатации месторождения
Бастау» (по состоянию на 01.08.2021г.)**

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Исполнитель:

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»
(государственная лицензия на
природоохранное проектирование
№01042Р от 14.07.07 г., выданная
Министерством охраны окружающей
среды).

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	
Раздел 1 ОБЗОР РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ДОКУМЕНТОВ И ПРОЦЕДУР ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТА	7
1.1 Обзор законодательства Республики Казахстан по охране окружающей природной среды и природопользованию	7
Раздел 2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	9
2.1 Целевое назначение работы.....	9
2.2 Общие сведения о месторождении.....	9
2.3 Геолого-физическая характеристика месторождения	12
2.3.1 Краткая характеристика геологического строения месторождения.....	12
2.3.2 Состав и свойства нефти и газа.....	20
2.3.3 Состав и свойства газа.....	23
2.3.4. Запасы нефти и газа.....	23
2.3.5. Обоснование выбора объектов для пробной эксплуатации	24
2.3.6. Количество, местоположение и порядок ввода скважин	25
Раздел 3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	28
3.1 Социально-экономические условия района.....	28
Раздел 4 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	32
4.1 Природно-климатические условия.....	32
4.2 Поверхностные и подземные воды.....	34
4.2.1 Поверхностные воды.....	34
4.2.2. Физические свойства и химический состав пластовых вод	36
4.3 Почвенный покров.....	39
4.4 Животный мир.....	41
4.5 Радиационная обстановка.....	43
Раздел 5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	45
5.1 Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов.....	45
5.1.1 Стационарные источники загрязнения.....	49
5.2 Передвижные источники загрязнения.....	54
5.2.1 Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения при эксплуатации.....	54
5.3 Ориентировочная качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ.....	55
5.4 Предварительный расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе.....	57
5.5 Обоснование категории согласно Экологического кодекса.....	62
5.6 Предварительные предложения по установлению нормативов ПДВ.....	63
5.6.1 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях.....	75
5.6.2 Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения.....	76

5.7	Водоснабжение и водоотведения.....	77
5.8	Отходы производства и потребления.....	78
5.8.1	Воздействие отходов производства и потребление на окружающую среду....	87
5.8.2	Основные направления мероприятий по охране окружающей среды для реализации намечаемой деятельности.....	88
5.8.3	Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами.....	91
5.9	Рекультивация земель.....	91
5.10	Рекомендации по дальнейшему изучению состояния окружающей среды.....	92
Раздел 6	КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	93
6.1	Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха.....	94
6.2	Оценка воздействия на подземные воды.....	95
6.3	Оценка воздействия на геологическую среду.....	98
6.4	Оценка воздействия на почвенный покров.....	99
6.5	Оценка воздействия на растительность.....	101
6.6	Факторы воздействия на животный мир.....	103
6.7	Радиационная обстановка.....	104
6.8	Физические воздействия.....	104
6.9	Оценка воздействия на социально-экономическую сферу	106
6.10	Состояние здоровья населения.....	108
6.11	Охрана памятников истории и культуры.....	108
Раздел 7	АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	110
7.1	Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций.....	112
7.2	Мероприятия по снижению экологического риска.....	114
Раздел 8	ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	115
8.1	Обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга	115
8.2	Оборудование и методы проведения мониторинга.....	116
8.3	Мониторинг за состоянием атмосферного воздуха.....	117
8.4	Мониторинг за состоянием водных объектов.....	117
8.5	Мониторинг состояния почвенного и растительного покрова, модельные виды животных	119
8.6	Животный мир.....	122
8.7	Мониторинг обращения с отходами	122
8.8	Радиационный мониторинг.....	124
8.9	Мониторинг в период нештатных (аварийных) ситуаций	125
8.10	Порядок функционирования информационной системы мониторинга.....	128
8.11	Контроль в области охраны окружающей среды.....	129
Раздел 9	ПЛАТА ЗА ЭМИССИИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	131
9.1	Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от стационарных источников.....	131
Раздел 10	ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПРИЛОЖЕНИЕ	134

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Бастау (по состоянию на 01.08.2021г.)».

Данный проект выполнен на основе технического задания, выданного недропользователем и «Проекта пробной эксплуатации месторождения Бастау по состоянию на 01.08.2021 г.».

В административном отношении месторождение Бастау находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Объект находится в южной части Арыскупского прогиба на разведочных блоках XXIX-39-D (частично), Е (частично); XXX- 39-A (частично), В (частично). Ранее эти разведочные блоки входили в состав лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» (МГ №2а от 19 марта 1997г), которые были возвращены государству в связи с истечением срока разведки. За весь период деятельности ТОО СП «Казгермунай» проведен значительный объем работ по изучению геологического строения контрактной территории, в том числе выполнена сейсморазведка 3Д, построены структурные карты по ОГ-Пар (кровля отложений K1nc1ar), ОГ-III-1 (кровля отложений J3km), ОГ-PZ (кровля палеозойских отложений).

В 2015 году права недропользования принадлежала ТОО «SSM-Ойл» согласно письма Министерства энергетики РК за №08-03-7664/И от 15.12.2015г.

В 2016 году ТОО «Турангео» составлен «Проект поисковых работ на контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» в пределах блоков XXIX - 39-D (частично), Е (частично); XXX-39-A (частично), В (частично) в Кызылординской области» (письмо МЭМР РК исх.№08-2-03-3132/и от 23.06.2016г).

В 2016 году Дополнением №1 (рег.№43964 от 26.12.2016г) права недропользователя ТОО «SSM-Ойл» по Контракту №4347 от 28.09.2016г переданы ТОО «KS-Oil» (письмо МЭМР РК № 261 от 13.10.2016 г).

В 2020 году Дополнением №2 (рег.№4814 от 02.06.2020г) права обязанности недропользователя ТОО «KS-Oil» по Контракту №4347 от 28.09.2016 г переданы АО «Нефтяная компания «КОР» (письмо МЭМР РК № 10-07-ЭК-28 от 05.04.2019 г) на проведение разведки углеводородного сырья.

На балансе недропользователя числятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6) фактическими глубинами от 1940 м до 2065 м.

Месторождение Бастау открыто в 2020 году, когда в разведочной скважине П-1 из нижнемеловых отложений был получен приток нефти дебитом 12,3 м3/сут.

В 2021 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 02.01.2021г» (протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.).

Основанием для выполнения отчета послужили переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д, результаты бурения, испытания скважин и изучение свойств флюидов.

Целью и задачей пробной эксплуатации является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, построение геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи углеводородов месторождения.

В работе проведено обоснование выделения объектов пробной эксплуатации, выполнен расчет предполагаемых объемов добычи нефти, жидкости и газа в период пробной эксплуатации, составлена программа комплекса исследовательских работ, включающая комплекс геолого-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, составлена программа работ по доразведке месторождения.

Рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, охраны недр и окружающей среды, выполнен расчет капитальных затрат на период проведения пробной

эксплуатации и оценки месторождения, приведены мероприятия и выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий пробной эксплуатации.

При этом, в процессе выполнения работ загрязнение окружающей природной среды нефтью и газом происходит на всех этапах работы с ними, начиная с разработки месторождения и кончая хранением готовых переработанных нефтепродуктов. Пути и виды загрязнения природной среды разнообразны, т.к. вместе с нефтью и газом в окружающую среду попадают и побочные примеси.

В настоящее время в Республике Казахстан действует ряд законодательных актов, регулирующих общественные отношения в области экологии с целью предотвращения негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, жизнь и здоровье населения.

Настоящий проект оформлен 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.

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

Рассматриваемый материал включает в себя:

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

Согласно Разделу 2 «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным», приложения 1 Экологического кодекса, данный объект относится к нижеследующему виду деятельности: 2. Недропользование: 2.1. разведка и добыча углеводородов. Согласно Экологическому Кодексу РК относится к I категории.

Заказчик проекта: АО «Нефтяная компания «КОР»

Юридический адрес: РК, 120008,

Кызылординская обл.,

г. Кызылорда, проспект Абая, 58.

тел: + 7 (7242) 23-15-51

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4

тел.: 8 (7122) 32 96 80; 87019575175

e-mail: Atyrau@cer.kz

БИН 020840001081

АО «Народный Банк Казахстана»

ИИК KZ686017141000001524

БИК HSBKKZKX

Государственная лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, серии №01042Р от 14.07.07 г., выданная Министерством охраны окружающей среды.

1.ОБЗОР НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ И ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ БАЗЫ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

В соответствии с *Экологическим кодексом Республики Казахстан* (от 2 января 2021 года № 400-VI) любые проектные материалы должны содержать раздел «Оценка воздействия проектируемых работ на окружающую среду». Экологическим основанием для проведения операций по недропользованию являются положительные заключения государственных экологической и санитарно-эпидемиологической экспертиз контрактов на недропользование, проектной документации и экологическое разрешение. Экологической экспертизе подлежит вся проектная документация, которая должна включать оценку воздействия планируемой деятельности на окружающую среду.

Требования Экологического кодекса направлены на обеспечение экологической безопасности, предотвращение вредного воздействия любой хозяйственной деятельности на естественные экологические системы, сохранение биологического разнообразия и организацию рационального природопользования. В кодексе определены объекты и основные принципы охраны окружающей среды, экологические требования к хозяйственной и иной деятельности, экономические механизмы охраны окружающей среды и компетенции органов государственной власти и местного самоуправления, права и обязанности граждан и общественных организаций в области охраны окружающей среды.

В Экологическом кодексе сформулированы экологические требования к природопользователям, осуществляющим хозяйственную деятельность. Указано, что эксплуатация любых промышленных объектов должна осуществляться с учетом установленных экологических требований, с использованием экологически обоснованных технологий, необходимых очистных сооружений и зон санитарной охраны, исключающих загрязнение окружающей среды.

В Кодексе указано, что все операции по недропользованию являются экологически опасными видами хозяйственной деятельности и должны выполняться с соблюдением определенных требований (см. ст. 397).

При проектировании хозяйственной деятельности должны быть предусмотрены:

- соблюдение нормативов качества окружающей среды;
- обезвреживание и утилизация опасных отходов;
- использование малоотходных и безотходных технологий;
- применение эффективных мер предупреждения загрязнения окружающей среды;
- воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов.

Финансирование и реализация проектов, по которым отсутствуют положительные заключения государственных экологической экспертизы запрещаются.

Кроме Экологического кодекса вопросы охраны окружающей среды и здоровья населения регулируются следующими основными законами:

- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года №481 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);
- Лесной кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 г. № 477 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V (с изменениями от 04.07.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

- Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан от 16 июля 2001 года №242 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями от 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2019 года №288-VI;
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. №219 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18 сентября 2009 года №193-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2021 г.).

Казахстанское природоохранное законодательство базируется на использовании экологических критериев, таких как предельно допустимые концентрации (ПДК) и нормативы эмиссий.

Под ПДК понимается такая концентрация химических элементов и их соединений в окружающей среде (воздухе, воде, почве), которая при повседневном влиянии в течение длительного времени на организм человека не вызывает патологических изменений или заболеваний. ПДК в воздухе установлены отдельно для рабочей зоны, т.е. для работающего персонала, и населенных мест (для населения). Значения ПДК в воздухе для различных веществ определены в Санитарных правилах «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным источникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденный приказом МНЭ РК от 16 марта 2015 года № 209.

ПДК в воде установлены отдельно для питьевой воды, для водоемов коммунально-бытового назначения и для рыб хозяйственных водоемов.

Токсичные и высокотоксичные вещества, используемые при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов, а также опасные производственные процессы должны соответствовать требованиям, Экологического Кодекса Республики Казахстан, Водного кодекса Республики Казахстан, Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» и законов Республики Казахстан «О техническом регулировании» от 9 ноября 2004 года, «О безопасности химической продукции» от 21 июля 2007 года (с изм. и дополнениями от 01.07.2021 г.).

К нормативам эмиссий относятся: технические удельные нормативы эмиссий; нормативы предельно допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ; нормативы размещения отходов производства и потребления; нормативы допустимых физических воздействий (количества тепла, уровня шума, вибрации, ионизирующего излучения и иных физических воздействий). Статус различных видов особо охраняемых территорий определен в Законе «**Об особо охраняемых природных территориях**» РК от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.).

Отношения в области использования и охраны водного фонда Республики Казахстан, к которому относятся все поверхностные и подземные воды, регулируются «**Водным кодексом**» РК. В ст. 120 данного закона указывается на то, что при разведке и добыче полезных ископаемых недропользователи обязаны принимать меры по предупреждению загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод.

В соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан **«О радиационной безопасности населения»** при выборе земельных участков для строительства зданий и сооружений должны проводиться исследование и оценка радиационной обстановки в целях защиты населения и персонала от влияния природных радионуклидов.

Закон РК **«Об обязательном экологическом страховании»** предусматривает обязательное экологическое страхование для всех экологически опасных предприятий. Страховым случаем будет являться внезапное непредвиденное загрязнение окружающей среды, вызванное аварией, сопровождающееся сверхнормативным поступлением в окружающую среду потенциально опасных веществ и вредных физических воздействий.

Целью обязательного экологического страхования является возмещение вреда, причиненного жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате ее аварийного загрязнения. Физические и юридические лица, осуществляющие экологически опасные виды деятельности, в обязательном порядке должны заключать договора об обязательном экологическом страховании.

Животный мир является важной составной частью природных богатств Республики Казахстан. Закон РК **«Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»** принят для того, чтобы обеспечить эффективную охрану, воспроизводство и рациональное использование животного мира. В нем определены основные требования к охране животных при осуществлении производственных процессов и эксплуатации транспортных средств. Закон определяет порядок осуществления государственного контроля охраны, воспроизводства и использования животного мира, а также меры ответственности за нарушение законодательства.

Дифференцированные требования к проведению оценки воздействия на окружающую среду устанавливаются "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. В этом документе определены требования к составу документа и основные особенности проведения оценки воздействия на каждой стадии проектирования.

В соответствии с Экологическим кодексом, для официального утверждения любого проекта в Республике Казахстан необходимо проведение его экологической экспертизы государственным уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Финансирование и последующая реализация проектов, для которых обязательно проведение экологической экспертизы, банками и иными финансовыми организациями без положительного заключения экологической экспертизы запрещено.

На Государственную экологическую экспертизу представляется проектная документация с оценкой воздействия на окружающую среду с материалами обсуждения представляемых материалов с общественностью.

Общественные слушания проводятся в соответствии с Правилами проведения общественных слушаний, утвержденных приказом Министра ООС РК от 07 мая 2007 года №135-п (с изменениями от 08.09.2017 г.).

В соответствии с Экологическим кодексом используются такие экономические механизмы регулирования охраны окружающей среды и природопользования, как плата за эмиссии в окружающую среду, плата за пользование отдельными видами природных ресурсов, экономическое стимулирование охраны окружающей среды, экологическое страхование, экономическая оценка ущерба, нанесенного окружающей среде и т.д.

В соответствии с Экологическим кодексом все природопользователи, осуществляющие эмиссии в окружающую среду, обязаны получить в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды разрешение на эмиссии в окружающую среду. При этом под эмиссиями понимаются выбросы, сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления в окружающей среде, вредные физические воздействия.

Объемы допустимых выбросов и сбросов, объемы отходов и нормативы физических воздействий определяются в соответствии с требованиями «Методики

определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63

Расчет платы за загрязнение окружающей среды в результате выбросов и сбросов загрязняющих веществ, а также размещения отходов производится в соответствии с Налоговым кодексом РК (ст. 492-496 Главы 71 «Плата за эмиссии в окружающую среду») и Методикой расчета платы за эмиссии в окружающую среду (Приказ Министра ООС РК от 8 апреля 2009 года №68-п). Ставки платы за эмиссии определяются, исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете.

2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

2.1. Целевое назначение работы

Ранее права недропользования принадлежала ТОО «SSM-Ойл» согласно письма Министерства энергетики РК за №08-03-7664/И от 15.12.2015г., передавшее Дополнением №1 (рег.№43964 от 26.12.2016г) права недропользователя ТОО «KS-Oil» (письмо МЭМР РК № 261 от 13.10.2016 г).

В 2020 году Дополнением №2 (рег.№4814 от 02.06.2020г) права обязанности недропользователя ТОО «KS-Oil» по Контракту №4347 от 28.09.2016 г переданы АО «Нефтяная компания «КОР» (письмо МЭМР РК № 10-07-ЭК-28 от 05.04.2019 г) на проведение разведки углеводородного сырья сроком на 6 лет.

С августа 2020 года месторождение было введено во временную консервацию.

Месторождение Бастау по степени изученности находится на оценочном этапе, целью которого является оценка месторождения нефти, подготовка его к промышленному освоению и доразведка новых перспективных участков. Недостаточность данных о продуктивности залежей месторождения обуславливает проведение пробной эксплуатации.

Задачами пробной эксплуатации являются описание порядка ввода в эксплуатацию имеющихся в наличии скважин, получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, обоснования режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи углеводородов месторождения.

Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации месторождения послужили данные разведочных и оценочных работ, полученные в результате бурения, опробования, испытания и исследования скважин. При опробовании в нижнемеловых арыскупских отложениях в скважине П-1 получен приток нефти с водой и в скважине П-2 - приток газа с конденсатом, в верхнеюрских отложениях из скважин П-1, П-4, Акш-4 получены притоки воды.

На основе утвержденных оперативных запасов нефти и растворенного в нефти газа 2021 года (Протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.) настоящим проектом предусматривается пробная эксплуатация нефтяной залежи мелового продуктивного горизонта М-II-2 месторождения Бастау.

Газовая залежь в районе скважины П-2 продуктивного горизонта М-I не вступает в пробную эксплуатацию из-за малых запасов свободного газа – 2 млн.м³, конденсата – 1 тыс.т.

Пробную эксплуатацию планируют вести путем расконсервации ранее пробуренных скважин П-1 и П-4. Бурение оценочных скважин в целях до изучения в рамках мероприятий по доразведке месторождения Бастау не рекомендовано из-за малой нефтенасыщенной толщины – 3,2м, низкого коэффициента продуктивности – 0,77 м³/сут×МПа, высокой обводненности скважин при опробовании и испытании 24-100%, залежь водоплавающая. В ходе реализации пробной эксплуатации по фактическим данным возможно в будущем в рамках нового проектного документа будет рассмотрен вопрос о целесообразности бурения оценочных скважин.

Срок проведения пробной эксплуатации и завершения оценочных работ месторождения Бастау составит 3 года (с 01.01.2022г. по 01.01.2024г.).

2.2. Общие сведения о месторождении.

В административном отношении месторождение Бастау находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: поселок Теренозек, расположенный ориентировочно в 100 км к юго-западу от месторождения и железнодорожные станции

Джусалы и Джалагаш, которые расположены соответственно на расстояниях 135 км и 120 км.

Расстояние от месторождения до областного центра г.Кызылорда составляет до 115 км. На расстоянии порядка 40 км к северу от месторождения проходит нефтепровод Каракойын-Кумколь (рис.2.1).

Крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с вахтовым поселком нефтяников, находится в 70 км севернее площади. В 65 км северо-западнее проходит Ленинск-Жезказганская ЛЭП.

В орографическом отношении район площади представлен песчаными барханами с абсолютными отметками рельефа 110-150 м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями средних и дневных температур воздуха, годовое количество осадков 100-150 мм. Максимальные температуры летом +35+38°С, минимальные зимой до -30°С. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны. Водные артерии на площади работ отсутствуют.

Обеспечение технической и бытовой водой производится из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-80 м. Вода не соответствует ГОСТу и не может быть использована как питьевая из-за повышенного содержания фтора.

Животный мир и растительность представлена видами, типичными для полупустынь.

Растительный покров в районе свойственен полупустынным, сухостойным зонам. Животный мир сравнительно небогат и представлен животными, пернатыми и пресмыкающимися.

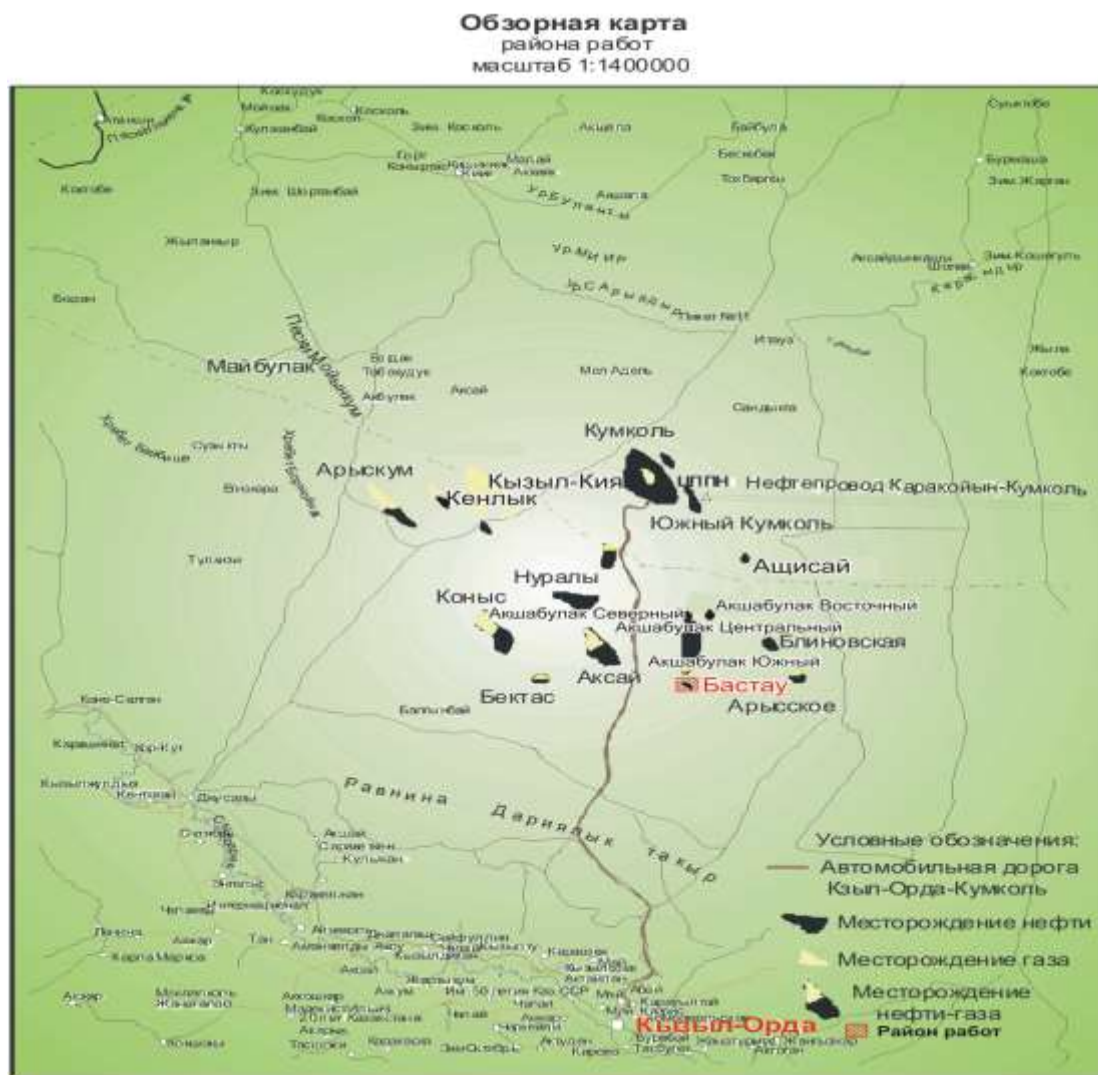


Рисунок 2.1. Обзорная карта

2.3. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.3.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика района работ

На месторождении бурением вскрыты отложения домезозойского складчатого фундамента и осадочного комплекса мезо-кайнозоя на глубину 2065 м в скважине Акш-6.

Домезозойское основание (фундамент -PZ)

На соседнем месторождении Акшабулак Южный по описанию керна разрез фундамента представлен темно-зелеными хлорит-серицитовыми сланцами, гнейсами, светло-серыми, серыми, плотными кварцитами. Породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания. Толщина фундамента достигает 307 м.

На месторождении вскрытая толщина фундамента изменяется от 26 м (скв.П-4) до 70 м (скв.П-1).

Юрская система – J

В разрезе юрских отложений в региональном плане выделяются три ритмокомплексасероцветных терригенных отложений в составе свит: нижний (бектасская и айбалинская свиты), средний (дошанская и карагансайская свиты) и верхний (кумкольская и акшабулакская свиты). Нижний и средний ритмокомплексы не участвуют

в строении Акшабулакского выступа и развиты только во внутренних частях мульд. В строении Акшабулакского выступа участвует верхний ритмокомплекс в составе кумкольской и акшабулакской свит. По спорово-пыльцевым комплексам возраст отложений кумкольской свиты определен как келловейский-оксфорд, акшабулакской-кимериджский-титон.

Келловейский+оксфордский ярусы – J₂k+J₃o

Кумкольская свита – J₂₋₃km

Кумкольская свита расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнекумкольская подсвита (J₂₋₃km₁) литологически верхняя часть нижнекумкольской подсвиты представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зелеными, иногда переходящими в глинистые алевролиты с прослоями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослои угля. К нижней части нижнекумкольской подсвиты приурочена пачка песчаников серых, темно-серых, массивных, среднезернистых.

Толщина подсвиты в скважине Акш-6 составляет 81 м.

Среднекумкольская подсвита (J₂₋₃km₂), в свою очередь, расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт (J₂₋₃km₂¹). На месторождении керн отобран в скважинах П-1, П-4.

Карбонатный горизонт Ю-III' сложен песчаниками светло-коричневого до коричневого цвета с прослоями карбонатного песчаника светло-серого цвета, средне-мелкозернистыми, массивными, средней твердости, средней плотности, местами на глинисто-карбонатном цементе, слабоизвестковистыми, с редкими включениями крупных обломков и растительных остатков.

Разделом между карбонатным и терригенным горизонтами являются глинистые песчаники зеленовато-серые, алевролитистые.

Терригенный горизонт Ю-III залегает в основании разреза, представлен песчаниками, алевролитами, доломитами. Песчаники гравелитистые, серые, светло-серые, светло-коричневые, темно-коричневые, разномзернистые, массивные, средней твердости, средней плотности, слабоизвестковистые, слаботрещиноватые, карбонатные, на глинисто-карбонатном цементе, с редкими включениями крупных обломков и растительных остатков. Алевролиты темно-серые, серые, песчаные, слабокарбонатные с включением обломков алевролитистого аргиллита и с прослоями карбонатных, глинисто-карбонатных, известковых, мелко-среднезернистых песчаников серого, светло-серого цвета, с включением зерен пирита, обломками кальцита с тонкими прослойками доломита. Доломиты темно-коричневые, светло-коричневые, средней твердости, плотные, скрытокристаллические с прослоями мелкозернистых песчаников коричневого, темно-коричневого, светло-серого, зеленовато-серого цвета, местами глинистые с включениями глинистых, карбонатных, доломитизированных, карбонатных обломков и растительных остатков.

Толщина нижнего горизонта среднекумкольской подсвиты изменяется от 17 м (скв.Акш-6) до 63 м (скв.П-4).

Верхний горизонт (J₂₋₃km₂²) представлен темно-серыми глинами со слоями глинистого алевролита.

Толщина верхнего горизонта среднекумкольской подсвиты изменяется от 5 м (скв.Акш-4) до 36 м (скв.П-2).

Верхнекумкольская подсвита (J₂₋₃km₃) расчленяется на три пачки: нижнюю преимущественно песчаную, среднюю глинистую и верхнюю глинисто-песчаную.

Нижняя пачка сложена песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабо сцементированными глинистым цементом, переходящими в

пески. Местами отмечаются прослои темно-серых глинистых алевролитов, реже глин.

Средняя пачка представлена темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами с отдельными прослоями и линзами мелкозернистых песчаников, слабосцементированных глинистым цементом, и тонких прослоев плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе.

Верхняя пачка, глинисто-песчаная, представлена переслаиванием темно-серых и серых, слабосцементированных песчаников, кварцево-полевошпатовых, на глинистом и карбонатно-глинистом цементе, глинистых алевролитов и глин с преобладанием глинистых алевролитов.

Толщина верхнекумольской подсвиты изменяется от 55 м (скв.Акш-4) до 104,5 м (скв.П-2).

Кимериджский+Титонский ярусы – J₃km+tt

Акшабулакская свита (J₃ak) представлена в верхней части преимущественно зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников, в нижней части - пестроцветными (фиолетовыми, коричневыми, серыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников.

Толщина акшабулакской свиты изменяется от 68 м (скв.П-1) до 108 м (скв.Акш-6).

Меловая система - К

Меловые отложения в Арыскупском прогибе с несогласием залегают на размытой поверхности акшабулакской свиты. В строении района участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

Нижний отдел – К₁

Нижний отдел представлен в объеме даульской, карачетауской, кызылкинской свит, возраст которых определен, соответственно, как неокомский надъярус, аптский+нижне-среднеальбский, верхнеальбский-сеноманский ярусы.

Неокомский надъярус – К₁nc

Даульская свита (K₁nc₁dl). Отложения свиты с региональным стратиграфическим несогласием перекрывают юрские отложения.

В разрезе свиты по литологическому составу пород выделяются нижняя и верхняя подсвиты.

Нижнедаульская подсвита (K₁nc₁) делится на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

Арыскупский горизонт (K₁nc₁ar). По литологическому составу пород арыскупский горизонт представлен двумя толщами. Разрез нижней толщи представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, коричневых и серых, с преобладанием песчаных пород в нижней части и резким преобладанием глинистых алевролитов в верхней части.

В скважине П-4 в интервале горизонта М-П-2 керн литологически представлен песчаниками, аргиллитами, алевролитами, гравеллитами.

Песчаники серые, прозрачные до просвечивающих, мелкозернистые, реже среднезернистые, рыхло-консолидированные, местами слюдистые.

Аргиллиты красно-коричневые, серые, твёрдые, пластичные, не кальцинированные.

Алевролиты серые, слабосцементированные, песчаные, кальцинированные.

Гравелиты разноцветные, серые, прозрачные до просвечивающих, угловатые до окатанных, не консолидированные.

Толщина арыскупского горизонта изменяется от 69,5 м (скв.Акш-4) до 89,5 м (скв.П-2).

Верхний горизонт (K₁nc₁dl₁²) представлен толщей красноцветных глин, которые вместе с верхней пачкой арыскупского горизонта представляют региональную покрывку над продуктивными горизонтами верхней юры и арыскупского горизонта.

Толщина верхнего горизонта изменяется от 118 м (скв.П-4) до 126,5 м (скв.Акш-4).
Верхнедаульская подсвита ($K_{1nc_1dl_2}$) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками с невыдержанными по толщине прослоями глинистых алевролитов и глин. В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержанными прослоями слабосцементированных песчаников и песков. Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, глинистых алевролитов и глин.

Толщина подсвиты изменяется от 361 м (скв.Акш-4) до 432 м (скв.П-2).

Аптский+среднеальбский ярусы- K_{1a+al_2}

Карачетауская свита - K_{1kz} . Отложения свиты с размывом залегают на отложениях даульской свиты, к основанию свиты приурочена пачка серых и темно-серых песков и гравелитов, в средней и верхней частях разреза развиты прослои темно-серых глин с углистым детритом, с остатками фораминифер.

Толщина свиты изменяется от 183 м (скв.П-1) до 223 м (скв.Акш-4).

Верхнеальбский+сеноманский ярусы – K_{1-2al_3+s}

Кызылкинская свита - K_{1kk} . Разрез свиты сложен коричневыми, серыми, зелеными глинистыми алевролитами, глинами с пластами песков.

Толщина свиты составляет 213 м (скв.П-1) - 273 м (скв.Акш-6).

Верхний отдел – K_2

Турон-сенонский надъярус (K_{2t+sn})

Балапанская свита - K_{2bl} . Разрез балапанской свиты представлены морскими сероцветными и пестроцветными песчаными породами и в меньшей степени алевролитами и глинами. Толщина составляет 604 м (скв.П-2) - 640 м (скв.П-1).

Палеогеновая система – P

Отложения палеогена залегают на размытой поверхности верхнего мела и представлены морскими сероцветными глинистыми отложениями палеоцена-эоцена, содержащими в нижней части пласты мергелей и песчаников.

Толщина отложений изменяется от 238 м (скв.П-2) до 276 м (скв.Акш-6).

Плиоцен+четвертичные отложения – N_2+Q

Плиоцен-четвертичные отложения с размывом залегают на отложениях палеогеновых, представлены глинами, суглинками, четвертичные песками.

Толщина отложений изменяется от 40 м (скв.Акш-6) до 72 м (скв.Акш-4).

2.3.2. Тектоника

В тектоническом отношении площадь расположена в южной части Акшабулакской грабен-синклинали Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины (рис.2.3.1).

Арыскупский прогиб в стратиграфическом диапазоне выполнен отложениями от нижнеюрских до четвертичных, залегающих на протерозойско-палеозойском складчатом фундаменте.

Глубина залегания поверхности фундамента в пределах Акшабулакского выступа до 2000 м, в прилегающих частях достигает 5000 м.

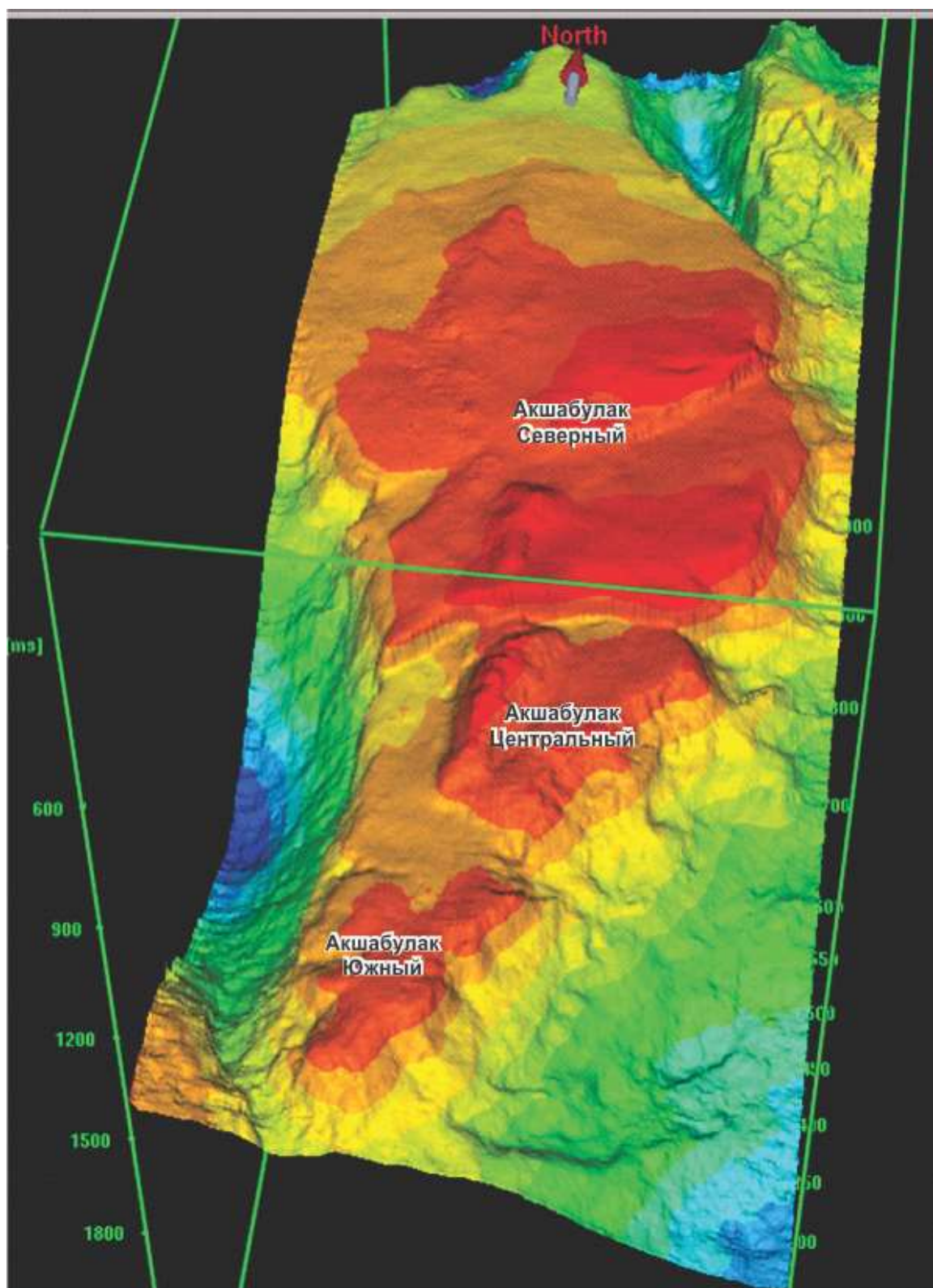


Рис.2.3.2 - Объемная карта поверхности фундамента площади Акшабулак

Отложения палеозоя вскрыты скважинами П-1, П-4, Акш-4 и Акш-6 на отметках минус 1736,2м, 1772,9 м, 1748,5м, 1863,9 м. Выступ фундамента оконтуривается изогипсой -1760 м, размеры поднятия составляют 3,6х2,0 км (рис.2.3.3).

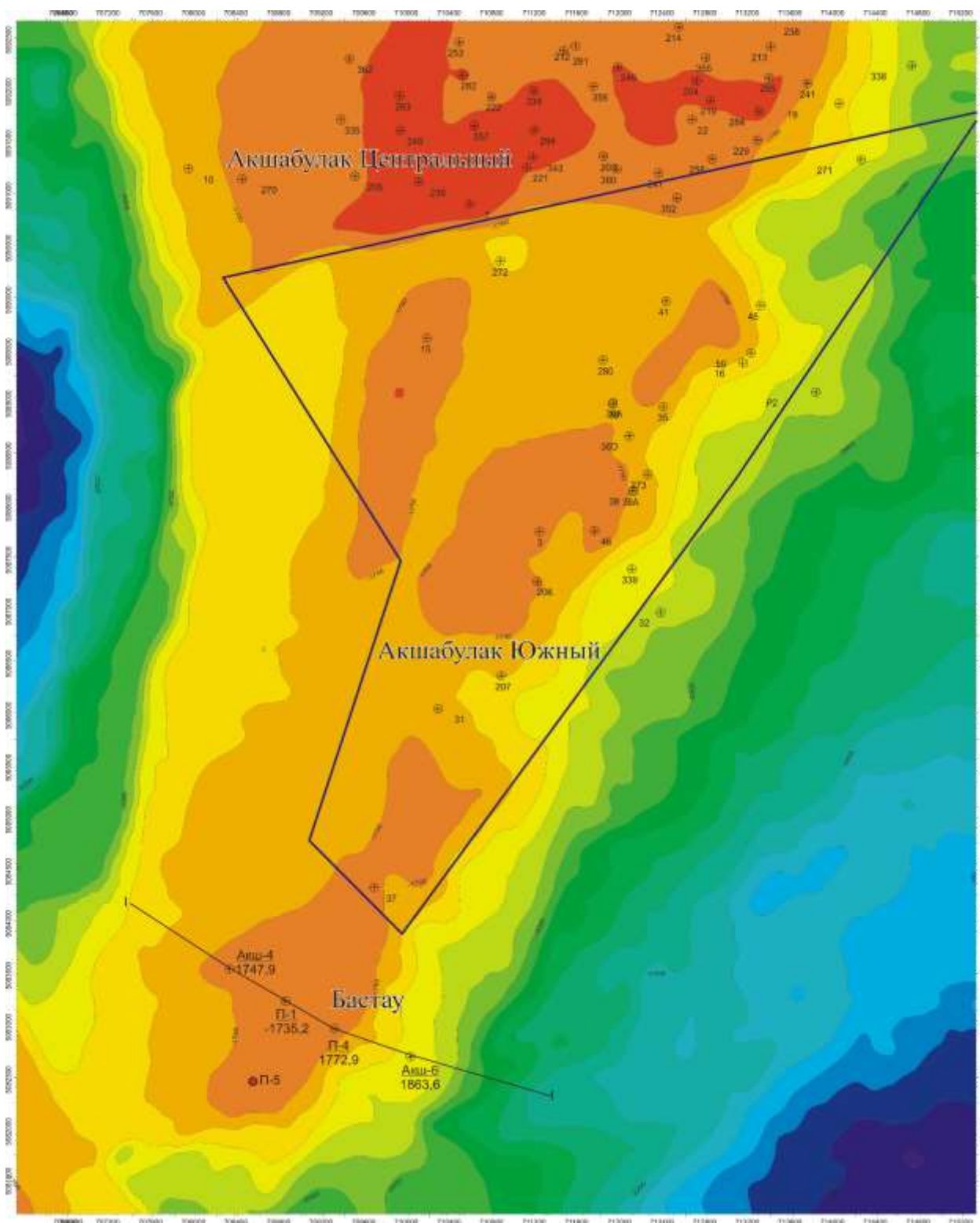


Рис.2.3.3 – Структурная карта по отражающему горизонту Pz

Тектоника юрского рифтогенного комплекса характеризуется сложным строением по отношению к мел-палеогеновой толще и представлена системой узких асимметричных линейных отрицательных (грабен-синклиналей) и положительных (горст-антиклиналей) структур северо-западного простирания, протяженностью до 200 км. Платформенный мел-палеогеновый структурный комплекс толщиной до 1600 м выполняет Арыскупский прогиб, наложенный на структуры юрского комплекса.

В разрезе арыскупского горизонта выделены продуктивные горизонты: М-I –

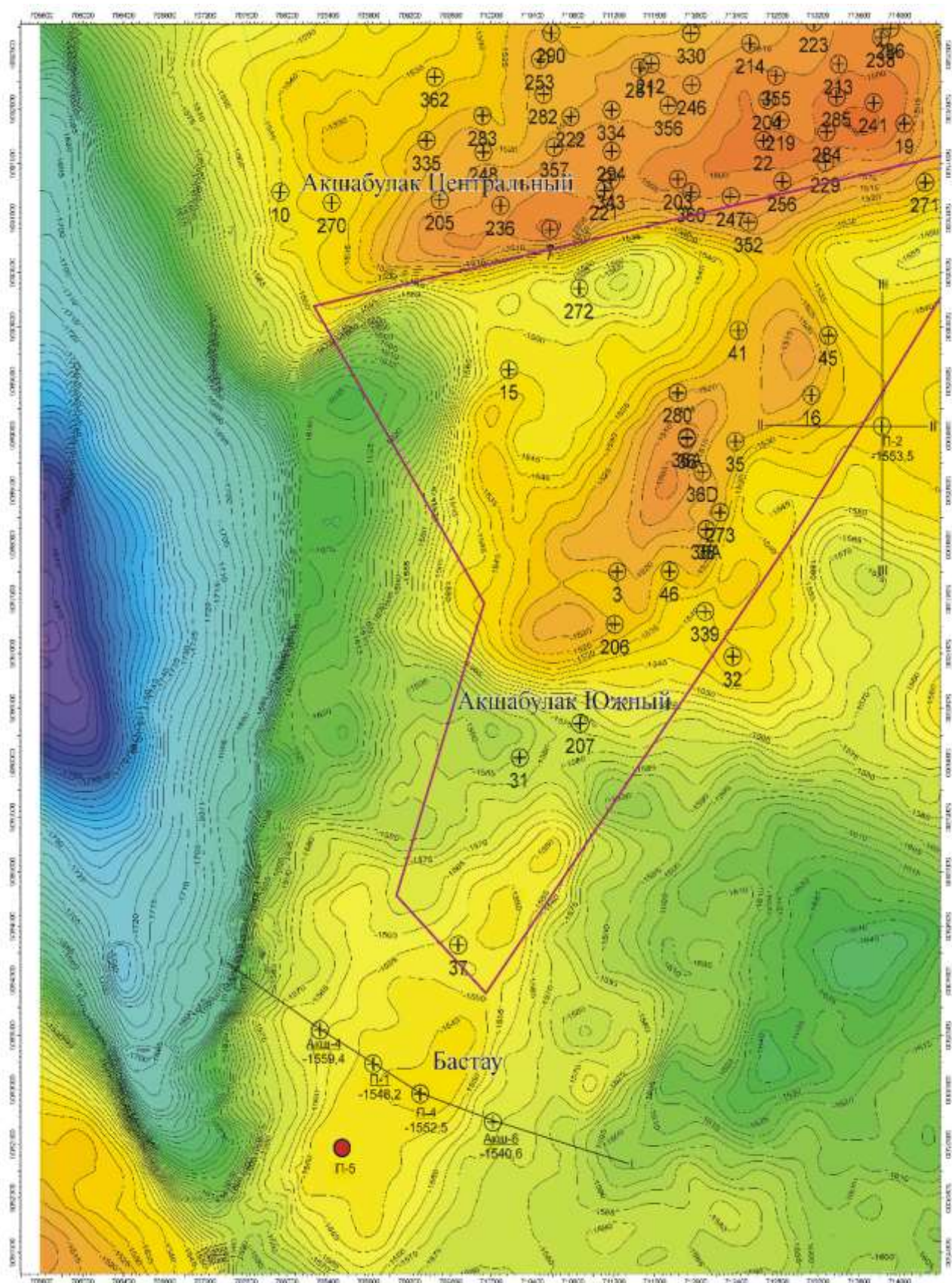


Рис.2.3.5 - Структурная карта по ОГ-М-П-2(кровля горизонта М-П-2)

2.3.3. Нефтегазоносность

Залежи нефти и газа в Арыкумском прогибе связаны с отложениями нижнего неокома и верхней, средней юры, а также частично с выветренной зоной палеозойско-протерозойского возраста.

Месторождение приурочено к Южно-Торгайской нефтегазоносной зоне и располагается вблизи известных месторождений Акшабулак Южный, Акшабулак Центральный и других, где установлены залежи углеводородов в отложениях нижнего мела и верхней юры.

В результате поисково-разведочного разбуривания и детальной поплавовой корреляции по материалам ГИС на месторождении в нижнемеловом и верхнеюрском отложениях выделены 14 горизонтов: М-I, М-II-1, М-II-1а, М-II-1б, М-II-2, Ю-0, Ю-0-1, Ю-0-2а, Ю-0-2б, Ю-I, Ю-II, Ю-III', Ю-III, Ю-IV, из них продуктивными являются только 2 нижнемеловых горизонта: М-I (газовый) и М-II-2 (нефтяной). В остальных горизонтах по данным ГИС коллекторы водонасыщенные или литолого-фациально замещены.

Строение продуктивных горизонтов М-I и М-II-2 в плане показано на структурной карте, построенной по кровле коллектора (гр.пр. 9, 10), геолого-литологических профилях (гр.пр. 6,7).

Горизонт М-I. К горизонту приурочена газовая залежь в районе скважины П-2. По данным ГИС в скважине П-2 коллекторы газонасыщенные, в остальных скважинах (П-1, П-4, Акш-4, Акш-6) коллекторы литолого-фациально замещены.

При опробовании горизонта получен приток газа с конденсатом ($Q_{г10}=9$ тыс.м³/сут, $Q_{конд.10}=0,2$ м³/сут).

Минимальная отметка кровли коллектора находится на глубине минус 1475,6 м. Газоносный контакт принят на отметке минус 1480,9 м по подошве газонасыщенного коллектора, высота залежи 5,3 м, размеры залежи 0,4х0,3км. Площадь залежи 46 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-II-2. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважин П-1 и П-4. По данным ГИС в скважине П-1 коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине П-4 – нефтенасыщенные, в скважинах П-2, Акш-4, Акш-6) - коллекторы водонасыщенные.

Горизонт опробован в скважине П-1, где при опробовании горизонта получен приток нефти с водой ($Q_n=12,3$ м³/сут; $Q_v=1,8$ м³/сут).

Минимальная отметка кровли коллектора находится на глубине минус 1540,6 м (скв.П-4). Водонефтяной контакт принят на отметке минус 1554,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине П-1, высота залежи 13,6 м, размеры залежи 3,9х2,0 км. Площадь залежи 2683 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Таблица 2.3.3.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов (объектов)

Параметры	На дату проектирования	
	М-I (газовый)	М-II-2 (нефтяной)
Средняя глубина залегания, м	1615,2	1692,7
ГНК, м	-1480,9	-
ВНК, м	-	-1554,2
Площадь газо-нефтеносности по категории С ₁ , тыс.м ²	46	877
Средняя общая толщина коллектора, м	4,7	15,0
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,7	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	-	5,1
Пористость, доли ед.	0,20	0,23
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,53	-
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	-	0,43
Проницаемость по керну, мД	-	8,64
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	-	-

Коэффициент песчаности, доли ед.	0,580	0,412
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2	3
Пластовая температура, °С	64,7	69,0
Пластовое давление, МПа	15,6	15,8
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	-	3,98
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см ³	-	0,786
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	-	0,822
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,054
Содержание в нефти серы, %	-	0,046
Содержание в нефти парафина, %	-	17,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	0,66
Газосодержание нефти, м ³ /т	-	0,76
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,051
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	-	0,77

2.4. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал.

Отбором керна освещены нижнемеловой продуктивный горизонт М-II-2 и верхнеюрские водоносные горизонты Ю-III' и Ю-III.

Всего по месторождению с отбором керна пробурено 2 разведочные скважины П-1 и П-4. Отбор керна производила компания ТОО «KS-OIL».

Общий метраж проходки с отбором керна составил 54м, вынос керна – 52,16 м или 96,59% от проходки. В таблице 2.4.1 приведены сведения о выносе керна по скважинам.

Таблица 2.4.1 – Сведения о выносе керна по скважинам

пп №№	№№ скв.	Забой, м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	Вынос керна от проходки с отбором керна, в %	Вынос керна от глубины скв., %	Кол-во отобранных на анализ образцов
1	П-1	1950	18	17,66	98,11	0,91	40
2	П-4	1940	36	34,50	95,83	1,78	-
Итого:	2 скв.	3890	54	52,16	96,59	1,34	40

В таблице 2.4.2 приведена освещенность керном по скважинам, горизонтам и количество, отобранных на анализ образцов.

Таблица 2.4.2 - Освещенность керном по скважинам, горизонтами и количество, отобранных на анализ образцов

№скв.	Интервал отбора, м		Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Кол-во анализов	Кол-во кондиционных анализов
1	2	3	4	5	6	7	8
Горизонт М-II-2							
П-4	1685,0	1694,0	9	7,5	83,33	-	-
Горизонт Ю-III'							
П-1	1859,5	1868,5	9	8,86	98,44	8	7
Горизонт Ю-III							
П-1	1868,5	1877,5	9	8,8	97,78	27	5
П-4	1872,0	1881,0	9	9,0	100	-	-
П-4	1881,0	1890,0	9	9,0	100	-	-
Всего по горизонту Ю-III:			27	26,8	99,26	27	5
Итого горизонтам:			45	43,16	95,91	35	12

Общая проходка с отбором кернa по нижнемеловому арысумскому горизонту М-II-2 составила 9 м, вынос кернa 7,5 м, что составило 83,33% от проходки.

По верхнеюрскому горизонту Ю-III' проходка с отбором кернa составила 9 м, вынос кернa 8,86 м (98,44%) и по верхнеюрскому горизонту Ю-III проходка составила 27 м, вынос кернa 26,8 м (99,26%).

Общая проходка с отбором кернa по всем горизонтам составила 45 м, вынос кернa 43,16 м (95,91%).

Отбор кернa между горизонтами произведено по скважине П-1, проходка которой составила 9 м, вынос кернa 9 м и 100%.

Всего по месторождению лабораторные исследования произведены по 40 образцам, из них на горизонт Ю-III' приходится 8 образцов, на горизонт Ю-III – 27 образцов и на вне горизонта – 5 образцов. Кондиционными являются 12 образцов.

Освещенность эффективных нефтеводонасыщенных толщин выносом кернa горизонтами представлена в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Освещенность эффективных нефтеводонасыщенных толщин выносом кернa горизонтами

№скв.	Интервал отбора керна, м		Проходка, м	Вынос керна		Интервал коллектора		h эфф,м	
	кровля	подошва		м	%	кровля	подошва	нефть	вода
Горизонт М-II-2									
П-4	1685,0	1694,0	9	7,5	83,33	1686,4	1689,4	3	-
Горизонт Ю-III'									
П-1	1859,5	1868,5	9	8,86	98,44	1859,1	1861,1	-	2,0
Горизонт Ю-III									
П-1	1868,5	1877,5	9	8,8	97,78	1874,2	1877,0	-	2,8
П-4	1872,0	1881,0	9	9,0	100	1874,9	1905,4	-	30,5
П-4	1881,0	1890,0	9	9,0	100				
Всего по горизонту Ю-III:			27	26,8	99,26			-	33,3
Итого горизонтам:			45	43,16	95,91			3	35,3

После ОПЗ-2021г компанией «ТООСТРАТУМКЭР» (г.Актау)был проведен специальный анализ на 8 образцах кернa из скважины П-4 (горизонт М-II-2), где средняя пористость по керну составляет 13,4%, проницаемость -8,64мД, что не повлияло на ранее принятые значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

Характеристика толщин горизонтов (объектов) приведена таблице 2.4.4. Статистические показатели характеристик неоднородности – в таблице 2.4.5. Характеристика коллекторских свойств и газо-нефтенасыщенности - в таблице 2.4.6.

Таблица 2.2.4 – Характеристика толщин горизонтов (объектов)

№№	Толщина	Наименование	Зоны горизонта (объекта)		По горизонту (объекту) в целом
			Газ	ГНЗ	
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-I					
1	Общая	Средняя, м	8,1	-	8,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	8,1	-	8,1

2	Газонасыщенная	Средняя, м	4,7	-	4,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	4,7	-	4,7
3	Эффективная	Средняя, м	4,7	-	4,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	4,7	-	4,7
Горизонт М-II-2					
№№	Толщина	Наименование	ЧНЗ	ВНЗ	По горизонту (объекту) в целом
4	Общая	Средняя, м	11,9	13,0	12,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	0,044
		Интервал изменения, м	11,9	13,0	11,9-13,0
5	Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,6	4,6	5,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	0,098
		Интервал изменения, м	5,6	4,6	4,6-5,6
6	Эффективная	Средняя, м	5,6	7,2	6,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	0,125
		Интервал изменения, м	5,6	7,2	5,6-7,2

Таблица 2.4.5 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов (объектов)

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-I					
1	0,580	-	2	-	-
Горизонт М-II-2					
2	0,412	0,142	3	-	-

Таблица 2.4.6 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонтов (объектов)

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3}мкм^2	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-I					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	-	1
	Кол-во определений, шт.	-	2	-	2
	Среднее значение	-	0,23	-	0,43
	Коэффициент вариации	-	0,087	-	0,023
	Интервал изменения	-	0,18-0,20	-	0,40-0,56
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-

	Интервал изменения	-	-	-	-
Горизонт М-II-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	2	2	-
	Кол-во определений, шт.	-	4	4	-
	Среднее значение	-	0,23	0,43	-
	Коэффициент вариации	-	0,111	0,073	-
	Интервал изменения	-	0,19-0,26	0,40-0,48	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Горизонт М-I. По скважине П-2 общая толщина горизонта 8,1 м, газонасыщенная толщина коллектора – 4,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,580 д.ед, коэффициент расчлененности в среднем равен 2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,23 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности - от 0,43 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт М-II-2. Общая толщина горизонта изменяется от 11,9 м (скв.П-4) до 13,0 м (скв.П-1), в среднем составляя 12,4 м, нефтенасыщенная толщина коллектора изменяется от 4,6 м (скв.П-1) до 5,6 м (скв.П-4), в среднем составляя 5,1 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,412 д.ед, коэффициент расчлененности в среднем равен 3.

По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,19 д.ед. до 0,26 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности - от 0,40 д.ед. до 0,48 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости - 0,23 д.ед, нефтенасыщенности - 0,43 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

2.5. Физико-химические свойства нефти и воды

Изучение состава и свойств нефти, газа месторождения проводились в 2020 году в лабораториях ТОО «Стратум КЭР».

2.5.1. Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований одной пробы из скважины П-1 (горизонт М-II-2).

Горизонт М-II-2. По одной глубинной пробе, отобранной из скважины П-1, пластовая нефть характеризуется плотностью 0,7864 т/м³, вязкостью 3,98мПа·с. Давление насыщения составляет 0,66МПа, газосодержание – 0,76 м³/т, при объёмном коэффициенте 1,0542, соответственно пересчётный коэффициент 0,949 д.ед.

Результаты лабораторных исследований пластовой нефти приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Свойства пластовой нефти горизонта М-II-2

Наименование	На дату проектирования			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
<i>а) Нефть</i>				
Давление насыщения газом, МПа	1	1	0,66	0,66
Газосодержание, м ³ /т	1	1	0,76	0,76
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	-	-	-	-
P1= МПа T1=°C	-	-	-	-
P2= T2=	-	-	-	-
P3= T3=	-	-	-	-
P4= T4=	-	-	-	-
P5= T5=	-	-	-	-
Суммарный газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Плотность, кг/м ³	1	1	0,7864	0,7864
Вязкость, МПа×с	1	1	3,98	3,98
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	1,0542	1,0542
Температура насыщения парафином, °C	-	-	-	-
Пластовая температура, °C	1	1	45,6	45,6
<i>б) Газ газовой шапки</i>	-	-	-	-
Давление начала и максимальной конденсации, МПа	-	-	-	-
Плотность, кг/м ³	-	-	-	-
Вязкость, МПа×с	-	-	-	-
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	-	-	-	-
<i>в) Пластовая вода</i>	-	-	-	-
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-
в т.ч. сероводорода, м ³ /т	-	-	-	-
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
Вязкость, МПа×с	-	-	-	-
Общая минерализация, г/л	-	-	-	-
Плотность, кг/м ³	-	-	-	-

2.5.2. Компонентный состав выделившегося из нефти газа

Компонентный состав выделившегося из нефти газа представлен одним анализом из скважины П-1 горизонта М-II-2.

Горизонт М-II-2. Содержания компонентов: метана 72,131% моль, этана 2,159% моль, пропана 0,915% моль, бутанов 5,056% моль, пентанов 5,498% моль, азота 8,436% моль, углекислого газа 0,128% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9415.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, низкоуглекислый и азотистый.

Компонентный состав выделившегося из нефти газа приведен в таблице 2.5.3.

Таблица 2.5.3 – Компонентный состав выделившегося из нефти газа

Наименование	состав растворенного в нефти газа в поверхностных условиях		при разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	растворенный газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Горизонт М-II-2					
Сероводород	-	-	-	-	-

Углекислый газ	-	-	0,128	-	-
Азот+редкие	-	-	8,436	-	-
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
метан	-	-	72,13	-	-
этан	-	-	2,16	-	-
пропан	-	-	0,915	-	-
	-	-	1,929	-	-
н. бутан	-	-	3,127	-	-
изопентан	-	-	2,49	-	-
н. пентан	-	-	3,008	-	-
гексаны	-	-	1,496	-	-
гептаны	-	-	4,043	-	-
остаток (C ₈ +высшие)	-	-	0,136	-	-
Молекулярная масса	-	-	-	-	-
Молекулярная масса остатка	-	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м ³	-	-	-	-	-
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	-	-	0,9415	-	-
Плотность нефти, кг/м ³	-	-	-	-	-

2.5.3. Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти, отобранной в поверхностных условиях по арыскупскому продуктивному горизонту М-II-2, изучены по результатам лабораторных исследований одной пробы из скважины П-1.

Горизонт М-II-2. По пробе из скважины П-1 плотность нефти составляет 0,822 г/см³ и характеризуется как лёгкая, нефть высокопарафинистая (17,6% масс), малосернистая (0,046% масс), малосмолистая (4,21% масс). Кинематическая вязкость при 20°C не определена, вязкость при 30°C составляет 12,52 мм²/с, при 50°C - 5,8 мм²/с. Температура застывания нефти до +15°C, начало кипения 65°C, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C - 32% об, керосиновых до 300°C – 52% об.

Результаты лабораторных исследований по скважинам и горизонтам представлены в таблице 2.5.3.

Таблица 2.5.3 – Физико-химические свойства и фракционного состава разгазированной нефти горизонта М-II-2

Наименование		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб		
Вязкость при 20 °С, мПа×с		-	-	-	-
при 50 °С, мПа×с		1	1	5,8	5,8
Температура застывания, °С		1	1	15	15
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	1	0,046	0,046
	Смол силикагелевых	1	1	4,21	4,21
	Асфальтенов				
	Парафинов	1	1	17,62	17,62
Объемный выход фракций, %	Н.к.	1	1	65	65
	до 100 °С	1	1	3,5	3,5
	до 150 °С	1	1	20	20
	до 200 °С	1	1	32	32
	до 300 °С	1	1	52	52

2.5.4. Физико-химическая характеристика конденсата и состав свободного газа

В 2020 году ТОО «Стратум КЭР» выполнены исследования конденсата и свободного газа, отобранного из скважины П-2 (горизонт М-I), по определению его физико-химических свойств и компонентного состава.

Характеристика конденсата

Горизонт М-I. Плотность конденсата равна 0,7484 г/см³ и относится к лёгким, по содержаниям: серы к малосернистым (0,001% масс), смол малосмолистым (0,77% масс). Объемный коэффициент составляет 1,0609, коэффициент сжимаемости - 0,7475. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 1,15 мм²/с. Температура застывания нефти минус 40⁰С, начало кипения 64⁰С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 87,5%.

Состав свободного газа

Горизонт М-I. Содержание метана составляет 69,27% моль, этана – 1,995% моль, пропана – 1,551% моль, бутанов 5,409% моль, пентанов 4,832% моль, азота 12,247% моль, углекислого газа 0,116% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9251.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, низкоуглекислый и азотистый.

Физико-химические свойства конденсата представлены в таблице 2.5.1. Состав свободного газа представлен в таблице 2.5.2.

Таблица 2.5.1- Физико-химические свойства конденсата

№ скв.	Интервал перф.,м	Горизонт	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с					Тзаст., °С	Углеводородный состав, % масс						Хлористых солей, мг/л	Кислотное число, мгКОН/г	Объемный коэффициент	Коэффициент сжимаемости	Фракционный состав по Энглеру, в объемных %						Дата отбора	
				10°	20°	30°	40°	50°		парафина	серы	смола	асфальтенов	мех.примесей	воды					коксуемость	НК	100°	150°	200°	250°		300°
П-2	1610,0-1618,0	М-I	0,7484	1,282	1,150	1,018	0,908	0,823	< -40	-	0,001	0,77	0,25	-	0,15	4189	0,318	1,0609	0,7475	64	7	54,5	87,5	-	-	18.10.2020г	

Таблица 2.5.2 – Состав свободного газа

№скв.	Интервал перфорации,м	Горизонт	Парамеры исследова- ния		Содержание, % моль														Молекулярная масса	Относительная плотность газа (по воздуху)	Дата отбора
			Дасление, МПа	Температура, °С	метан CH ₄	этан C ₂ H ₆	пропан C ₃ H ₈	бутан C ₄ H ₁₀	изобутан CH(CH ₃) ₃	пентан C ₅ H ₁₂	изопентан CH ₃ (CH ₂) ₃ CH ₃	гексан C ₆ H ₁₄	гептан C ₇ H ₁₆	октан C ₈ H ₁₈	нонан C ₉ H ₂₀	декан C ₁₀ H ₂₂	углекислый газ CO ₂	азот N ₂			
П-2	1610,0-1618,0	М-I	1,959	61	69,27	1,995	1,551	3,419	1,99	2,589	2,243	1,308	3,121	0,113	0,027	0,005	0,116	12,247	26,942	0,9251	18.10.2020г

2.5.5. Состав и физические свойства пластовых вод

Горизонт М-II-2. По одной пробе из скважины П-1 минерализация пластовой воды составляет 60,0 г/дм³, плотность воды при 20⁰С равна 1,0511 г/см³, среда воды слабокислая рН=5,8. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

В таблице 2.5.5.1 представлены содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта М-II-2.

Таблица 2.5.5.1 – Содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта М-II-2

Содержание ионов, мг/дм ³	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт М-II-2				
Cl ⁻	1	1	36750,0	36750,0
SO ₄ ²⁻	1	1	185,0	185,0
HCO ₃ ⁻	-	-	-	-
Ca ²⁺	1	1	3320,0	3320,0
Mg ²⁺	1	1	386,0	386,0
Na ⁺ +K ⁺	1	1	19405,0	19405,0
Общая минерализация, г/дм ³	1	1	60,0	60,0
Плотность, г/см ³	1	1	1,0511	1,0511
Примеси	-	-	-	-
рН	1	1	5,8	5,8

2.6. Запасы нефти и газа

В 2021 году на месторождении по результатам бурения 5 скважин: П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6, из них в пределах площади продуктивности находятся 3 скважины (П-1, П-2, П-4), был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 02.01.2021г» (протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.). Согласно протокола запасы углеводородов геологические/ извлекаемые составляют:

нефти

по категории С₁– 256/ 89 тыс. т; по категории С₂– 450/ 118 тыс. т.

Соотношение геологических запасов нефти категории С₁ к С₂ составляет 36% и 64%.

Геологические запасы свободного газа по категории С₁ - 2 млн.м³; конденсата – 1 тыс.т.

В таблице 2.6.1 представлены подсчетные параметры, запасы нефти и растворенного газа продуктивного горизонта М-II-2. В таблице 2.4.2 представлены запасы свободного газа и конденсата.

Таблица 2.6.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 02.01.2021г.

Продуктивный горизонт	Район залежи	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
							Открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
М-II-2	скв.П-1, П-4	ЧН	C ₁	249	4,8	1195	0,23	0,43	0,949	0,822	92	0,350	32
		ВН		628	3,4	2125	0,23	0,43	0,949	0,822	164	0,350	57
		ЧН	C ₂	405	4,8	1944	0,23	0,43	0,949	0,822	150	0,263	39
		ВН		1401	2,8	3888	0,23	0,43	0,949	0,822	300	0,263	79
Итого по месторождению			C ₁	877		3320					256		89
			C ₂	1806		5832						450	

Таблица 2.6.2 - Подсчет запасов свободного газа и конденсата

Горизонт	Район залежи	Зона	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.		Пластовое давление, МПа		Коэффициент перевода технич. атм.в.физические	Поправка на откл. от закона Бойля- Мариотта		Поправка на температуру	Геологические запасы пластового газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, д.е.	Извлекаемые запасы пластового газа, млн.м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Геологические запасы конденсата, тыс.т	Коэффициент извлечения конденсата, д.ед.	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т
							пористости	газонасыщенности	начальное (Рн)	конечное (Рк)		начальная (α н)	конечная (α к)								
М-I	СКВ.П-2	Г	C ₁	46	2,7	125	0,20	0,53	15,6	0,1	9,7	1,34	1	0,868	2	0,9	1,8	329,1	1	0,7	1
Итого по месторождению			C ₁	46		125									2		1,8		1		1

2.7. Запасы нефти и газа

В 2021 году на месторождении по результатам бурения 5 скважин: П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6, из них в пределах площади продуктивности находятся 3 скважины (П-1, П-2, П-4), был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 02.01.2021г» (протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.). Согласно протокола запасы углеводородов геологические/ извлекаемые составляют:

нефти

по категории C_1 – 256/ 89 тыс. т; по категории C_2 – 450/ 118 тыс. т.

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 36% и 64%.

Геологические запасы свободного газа по категории C_1 - 2 млн.м³; конденсата – 1 тыс.т.

В таблице 2.7.1 представлены подсчетные параметры, запасы нефти и растворенного газа продуктивного горизонта М-П-2. В таблице 2.7.2 представлены запасы свободного газа и конденсата.

Таблица 2.7.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 02.01.2021г.

Продуктивный горизонт	Район залежи	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
							Открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
М-II-2	скв.П-1, П-4	ЧН	C ₁	249	4,8	1195	0,23	0,43	0,949	0,822	92	0,350	32
		ВН		628	3,4	2125	0,23	0,43	0,949	0,822	164	0,350	57
		ЧН	C ₂	405	4,8	1944	0,23	0,43	0,949	0,822	150	0,263	39
		ВН		1401	2,8	3888	0,23	0,43	0,949	0,822	300	0,263	79
Итого по месторождению			C ₁	877		3320					256		89
			C ₂	1806		5832					450		118

Таблица 2.7.2 - Подсчет запасов свободного газа и конденсата

Горизонт	Район залежи	Зона	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.		Пластовое давление, МПа		Коэффициент перевода технич. атм. в физические	Поправка на откл. от закона Бойля- Мариотта		Поправка на температуру	Геологические запасы пластового газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, д.е.	Извлекаемые запасы пластового газа, млн.м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Геологические запасы конденсата, тыс.т	Коэффициент извлечения конденсата, д.ед.	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т
							пористости	газонасыщенности	начальное (Рн)	конечное (Рк)		начальная (α н)	конечная (α к)								
М-I	скв. П-2	Г	C ₁	46	2,7	125	0,20	0,53	15,6	0,1	9,7	1,34	1	0,868	2	0,9	1,8	329,1	1	0,7	1
Итого по месторождению			C ₁	46		125									2		1,8		1		1

2.8. Подготовка геолого-промысловой основы для проектирования пробной эксплуатации

2.8.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Ранее права недропользования принадлежала ТОО «SSM-Ойл» согласно письма Министерства энергетики РК за №08-03-7664/И от 15.12.2015г., передавшее Дополнением №1 (рег.№43964 от 26.12.2016г) права недропользователя ТОО «KS-Oil» (письмо МЭМР РК № 261 от 13.10.2016 г).

В 2020 году Дополнением №2 (рег.№4814 от 02.06.2020г) права обязанности недропользователя ТОО «KS-Oil» по Контракту №4347 от 28.09.2016 г переданы АО «Нефтяная компания «КОР» (письмо МЭМР РК № 10-07-ЭК-28 от 05.04.2019 г) на проведение разведки углеводородного сырья сроком на 6 лет.

С августа 2020 года месторождение было введено во временную консервацию.

Месторождение Бастау по степени изученности находится на оценочном этапе, целью которого является оценка месторождения нефти, подготовка его к промышленному освоению и доразведка новых перспективных участков. Недостаточность данных о продуктивности залежей месторождения обуславливает проведение пробной эксплуатации.

Задачами пробной эксплуатации являются описание порядка ввода в эксплуатацию имеющихся в наличии скважин, получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, обоснования режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи углеводородов месторождения.

Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации месторождения послужили данные разведочных и оценочных работ, полученные в результате бурения, опробования, испытания и исследования скважин. При опробовании в нижнемеловых арыскупских отложениях в скважине П-1 получен приток нефти с водой и в скважине П-2 - приток газа с конденсатом, в верхнеюрских отложениях из скважин П-1, П-4, Акш-4 получены притоки воды.

На основе утвержденных оперативных запасов нефти и растворенного в нефти газа 2021 года (Протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.) настоящим проектом предусматривается пробная эксплуатация нефтяной залежи мелового продуктивного горизонта М-II-2 месторождения Бастау.

Газовая залежь в районе скважины П-2 продуктивного горизонта М-I не вступает в пробную эксплуатацию из-за малых запасов свободного газа – 2 млн.м³, конденсата – 1 тыс.т.

Пробную эксплуатацию планируют вести путем расконсервации ранее пробуренных скважин П-1 и П-4. Бурение оценочных скважин в целях до изучения в рамках мероприятий по доразведке месторождения Бастау не рекомендовано из-за малой нефтенасыщенной толщины – 3,2м, низкого коэффициента продуктивности – 0,77 м³/сут×МПа, высокой обводненности скважин при опробовании и испытании 24-100%, залежь водоплавающая. В ходе реализации пробной эксплуатации по фактическим данным возможно в будущем в рамках нового проектного документа будет рассмотрен вопрос о целесообразности бурения оценочных скважин.

Срок проведения пробной эксплуатации и завершения оценочных работ месторождения Бастау составит 3 года (с 01.01.2022г. по 01.01.2024г.).

2.8.2. Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

Границы изучаемой территории АО «Нефтяная компания «КОР» определены геологическим отводом на основании Протокола №15-РГ/МЭ РК от 13.12.2019 года. Площадь отвода составляет 160,01 км², глубина – до абсолютной отметки минус 3000 м.

В 2019-2021 года согласно проекта поисковых работ в пределах контрактной территории АО «Нефтяная компания «КОР» пробурены разведочные скважины П-2 и П-4 общим метражом 3940 м.

В 2020 году АО «Нефтяная компания «КОР» для уточнения геологического строения месторождения Бастау проведены работы по переработке материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом результатов бурения, его переинтерпретация, построены структурные карты по отражающим горизонтам: К_{1пс1} (кровля горизонта М-I), М-II-2 (кровля горизонта М-II-2), J3 (кровля акшабулакских отложений J3ак), Ю-0-2 (в толще акшабулакских отложений), J-II (подошва верхнекумкольских отложений J2-3 км³), J-III (кровля нижнего горизонта среднекумкольских отложений J2-3 км¹), J-IV (в толще нижнекумкольских отложений J2-3 км¹), Pz (кровля палеозойских отложений) в масштабе 1:25000.

На дату составления отчета на балансе недропользователя АО «Нефтяная компания «КОР» числятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6) фактическими глубинами от 1940 м до 2065 м.

2.8.3. Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

Прямые замеры пластового и забойного давлений проведены в П-1, П-2, П-4 в 2020г. Результаты замеров скважин приведены в таблице 2.8.3.1.

Всего на месторождении Бастау опробование проведено в 8 объектах, из них притоки нефти с водой получены – в 1 объекте, притоки воды – в 4 объектах, в 1 объекте – газ и конденсат, в 2 объектах притоки не получены.

Таблица 2.8.3.1 – Замеры пластового и забойного давлений

Дата замера	№ скв	горизонт	кровля перф.	Глубинный манометр					Примечание
				Рзб. манометр	Рпл. Атм.	Т, °C	Глубина замера, м	Отбивка забоя, м	
16.02.20	1	PZ/J-III	1851		144,8	79,8	1853,0		манометр АИС
05.10.20	1	М-II	1690		158,3	73,9	1693,0		манометр АИС, запись статического градиента
11.08.20	2	J-III-AB	1928	13,89		85,3	1985,4	1985,4	манометр АИС
15.09.20	4	М-II	1685		157,8	73,6	1688,0		манометр АИС, запись статического градиента

Распределение объектов опробования по горизонтам приведено в таблице 2.8.3.2.

Таблица 2.8.3.2 - Распределение объектов опробования по горизонтам

Горизонт	Кол-во объектов*	№ скв.	Результаты опробования			
			газ+конденсат	нефть+вода	вода	приток не получен
М-I	1	П-2	1	-	-	-
М-II-2	1	П-1	-	1	-	-
Ю-III'	2	П-2	-	-	-	-
Ю-III	1	П-4	-	-	1	2
Ю-III'+III+Pz	1	П-1	-	-	1	-
Ю-III+Pz	1	П-1	-	-	1	-
Ю-I+Pz	1	Акш-4	-	-	1	-
Всего	8		1	1	4	2

Примечание: * в объекты входят один или несколько совместно опробованных интервалов

Горизонт М-I. Опробование горизонта проведено в одной скважине П-2, в интервале перфорации 1610,0-1618,0м на 10 мм штанге получен фонтанный приток газа с конденсатом: дебит газа составил 9,0 тыс.м³/сут, дебит конденсата – 0,2 м³/сут.

Горизонты М-II-2. Опробование проведено в одной скважине П-1, где в интервалах перфорации 1690,0-1693,0; 1694,0-1696,0м получен приток нефти с водой: дебит нефти составил 12,3 м³/сут, дебит воды -1,8 м³/сут.

Горизонт Ю-III'. В скважине П-2 в интервалах перфорации 1944,0-1952,5м и при совместном опробовании интервалов 1928,0-1937,0; 1944,0-1952,5 м притоки не получены.

Горизонт Ю-III. Опробование проведено в скважине П-4, где в интервале перфорации 1871,5-1874,0 м получен приток воды дебитом 24 м³/сут.

Горизонты Ю-III'+Ю-III+Pz. Опробование проведено в скважине П-1, где в интервалах перфорации 1851,0-1855,0; 1876,0-1878,0м получен приток воды дебитом 8,2 м³/сут.

Горизонты Ю-III+Pz. В скважине П-1 в интервале перфорации 1876,0-1878,0 м получен приток воды дебитом 15 м³/сут.

Горизонты Ю-I+Pz. В скважине Акш-4 опробование проведено в интервале 1825,0-1955,0м, получен приток воды дебитом 26,22 м³/сут.

Результаты опробования скважин приведены в таблице 2.8.3.1.

Таблица 2.8.3.1 – Результаты опробования скважин месторождения Бастау

№.Скважин	Дата опробова- ния	Альтитуда ротора, м	Интервал опробования, м		Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, ммхм	Способ вскрытия горизонта	Способ вызова притока	Диаметр штуцера, мм	Фактич.время работы штуцера, час	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебит				Кэффиц. продуктивности м³/сут*МПа	Среднединамический уровень, м	Т _{пл} , °С
	начало окончани е		каротаж.отм. абсолют. отм.								пластовое	забойное	затрубное	трубное		газа, тыс.м³/сут	конденсат, м³/сут	нефти, м³/сут	воды, м³/сут			
			кровл я	подошв а																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Горизонт М-I																						
П-2	<u>27.08.2020</u> Г 07.09.2020 Г	134,3 4	<u>1610,0</u> -1475,7	<u>1618,0</u> -1483,7	1702,0	73х1524	ЗПК- 114 17 отв/м	фонтанный	10	-	15, 6	2,4	0,7 - 1,9	0,8- 1,1	-	9, 0	0, 2	-	-	-	120 0	64, 7
Горизонт М-II-2																						
П-1	<u>10.06.2020</u> Г 30.06.2020 Г	141,8 1	<u>1690,0</u> -1548,2 <u>1694,0</u> -1552,2	<u>1693,0</u> -1551,2 <u>1696,0</u> -1554,2	1742,6	73х1929, 6	ЗПК- 114 17 отв/м	механич.	-	-	14, 1	6,5 7	0	0,03 - 0,05	7, 5	-	-	12, 3	1,8	1,63 3	419	69, 0
Горизонт Ю-III'																						
П-2	<u>18.07.2020</u> Г 22.07.2020 Г	134,3 4	<u>1944,0</u> -1809,7	<u>1952,5</u> -1818,2	1985,8 4	73х1800	ЗПК- 114 17 отв/м	компрессиро -вание	-	-	-	-	-	-	-	Приток не получен				-	-	-
П-2	<u>28.07.2020</u> Г 11.08.2020 Г	134,3 4	<u>1928,0</u> -1793,7 <u>1944,0</u> -1809,7	<u>1937,0</u> -1802,7 <u>1952,5</u> -1818,2	1985,8 4	73х1800	ЗПК- 114 17 отв/м	компрессиро -вание	-	-	-	-	-	-	-	Приток не получен				-	-	-
Горизонт Ю-III																						
П-4	<u>03.02.2021</u> Г 19.02.2021	141,1 5	<u>1871,5</u> -1730,4	<u>1874,0</u> -1732,9	1914,2	73х1000	ЗПК- 114 17	механич.	-	-	-	-	0	0,05	-	-	-	-	24, 0	-	-	-

	Г						отв/м															
Горизонты Ю-III/+Ю-III+Pz																						
П-1	<u>06.02.2020</u> Г 13.03.2020 Г	141,8 1	<u>1851,0</u> -1709,2 <u>1876,0</u> -1734,2	<u>1855,0</u> -1713,2 <u>1878,0</u> -1736,2	1929,6 1	73x1929, 6	ЗПК- 114 17 отв/м	механич.	-	-	14, 5	-	0	0,05	-	-	-	-	8,2	-	-	79, 8
Горизонты Ю-III+Pz																						
П-1	<u>25.12.2019</u> Г 29.01.2020 Г	141,8 1	<u>1876,0</u> -1734,2	<u>1878,0</u> -1736,2	1929,6 1	73x1929, 6	ЗПК- 114 17 отв/м	компрессиро -вание	-	-	7,6 7	-	-	-	-	-	-	-	15, 0	-	-	76, 1
Горизонты Ю-I+Pz																						
Акш- 4	12.07.1989 Г	147,1	<u>1825,0</u> -1677,9	<u>1955,0</u> -1807,9	-	-	ИПТ МИГ -146	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	26, 2	992	-	-

2.8.4 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

На месторождении Бастау с учетом утвержденных оперативных запасов нефти, свободного газа и конденсата по результатам поисково-разведочных работ выделены следующие продуктивные горизонты: в меловых отложениях М-I, М-II-2.

Утвержденные извлекаемые запасы нефти категории C_1 составляет 89 тыс.т. Площадь нефтеносности по категории запасов C_1 составляет 877 тыс.м².

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 36% и 64%.

Залежь горизонта М-I по характеру насыщения газовая, залежь горизонта М-II-2 – нефтяная. По типу резервуара залежи продуктивных горизонтов пластовые, сводовые.

Притоки нефти с водой из скважины П-1 и приток газа с конденсатом из скважины П-2 получены в нижнемеловых отложениях, притоки воды из скважин П-1, П-4, Акш-4 - в верхнеюрских отложениях.

Физико-химические свойства нефти изучены в поверхностных и пластовых условиях по одной пробе из скважины П-1, состав и свойства пластовой воды – по 3 пробам из скважины П-1, состав газа и конденсата - по одному анализу из скважины П-2. Керна отобран в 2 скважинах (П-1, П-4). Общая проходка с отбором керна составляет 54 м, вынос керна – 52,16 м или 96,59% от проходки. Всего на анализ отобрано 40 образцов керна, из них представительными являются 12 образцов.

По одной глубинной пробе, отобранной из скважины П-1, пластовая нефть М-II-2 горизонта характеризуется плотностью 0,7864 т/м³, вязкостью 3,98мПа·с. Давление насыщения составляет 0,66МПа, газосодержание – 0,76 м³/т, при объёмном коэффициенте 1,0542, соответственно пересчётный коэффициент 0,949 д.ед.

По одной поверхностной пробе из скважины П-1 плотность нефти составляет 0,822 г/см³ и характеризуется как лёгкая, нефть высокопарафинистая (17,6% масс), малосернистая (0,046% масс), малосмолистая (4,21% масс). Кинематическая вязкость при 20°C не определена, вязкость при 30°C составляет 12,52 мм²/с, при 50°C - 5,8 мм²/с.

Плотность конденсата горизонта М-I равна 0,7484 г/см³ и относится к лёгким, по содержаниям: серы к малосернистым (0,001% масс), смол малосмолистым (0,77% масс). Объёмный коэффициент составляет 1,0609, коэффициент сжимаемости - 0,7475. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 1,15 мм²/с.

Содержание метана свободного газа горизонта М-I составляет 69,27% моль, этана – 1,995% моль, пропана – 1,551% моль, бутанов 5,409% моль, пентанов 4,832% моль, азота 12,247% моль, углекислого газа 0,116% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9251.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, низкоуглекислый и азотистый.

По одной пробе горизонта М-II-2 из скважины П-1 минерализация пластовой воды составляет 60,0 г/дм³, плотность воды при 20°C равна 1,0511г/см³, среда воды слабокислая рН=5,8. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Учитывая вышеприведенные критерии, в настоящей работе выделен 1 объект пробной эксплуатации:

И объект - меловой горизонт М-II-2.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов приведены в таблице 2.8.4.1.

Таблица 2.8.4.1 – Выделение объектов пробной эксплуатации

Параметры	На дату проектирования	
	М-I	М-II-2
Средняя глубина залегания, м	1615,2	1692,7
ГНК, м	-1480,9	-
ВНК, м	-	-1554,2
Площадь газо-нефтеносности по категории C ₁ , тыс.м ²	46	877
Средняя общая толщина коллектора, м	4,7	15
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,7	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	-	5,1
Пористость, доли ед.	0,20	0,23
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,53	-
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	-	0,43
Проницаемость по керну, мД	-	8,64
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	-	-
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,580	0,412
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2	3
Пластовая температура, °С	64,7	69
Пластовое давление, МПа	15,6	15,8
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	-	3,98
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см ³	-	0,786
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	-	0,822
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,054
Содержание в нефти серы, %	-	0,046
Содержание в нефти парафина, %	-	17,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	0,66
Газосодержание нефти, м ³ /т	-	0,76
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,051
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	-	0,77

2.8.5 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение

С целью подготовки площади под поисковое и разведочное бурение на участках структуры по данным геологического картирования и сейсмостъёмки 1989 году пробурены 2 скважины (Акш-4, Акш-6) до глубин 1955 м и 2065 м соответственно, вскрывшие палеозойские отложения. По данным ГИС в этих скважинах были выделены водонасыщенные коллекторы. В скважине Акш-4 при опробовании интервала 1825,0-1955,0 м получен приток воды дебитом 26,22 м³/сут. Скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 2016 году ТОО «Турангео» составлен «Проект поисковых работ» (письмо МЭМР РК исх.№08-2-03-3132/и от 23.06.2016г), где предусмотрено проведение бурения 3

скважин с целью выявления нефтегазоносных структур, переобработка и переинтерпретация сейсмических данных прошлых лет, геолого-геофизических и опробовательских работ.

В 2018-2021 года на южной части структуры Бастау пробурены две разведочные скважины П-1, П-4, вскрывшие палеозойские отложения.

Скважина П-1 пробурена до глубины 1950 м, где по данным ГИС в арыкумских отложениях выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. В интервалах перфорации 1690,0-1693,0м, 1694-1696,0 м получены притоки нефти с водой: дебит нефти 12,3 м³/сут, дебит воды 1,8 м³/сут. В юрских отложениях по данным ГИС выделены водонасыщенные коллекторы, где при совместном опробовании интервалов 1851,0-1855,0м и 1876,0-1878,0 м получены притоки воды дебитом 8,2 м³/сут. В интервале перфорации 1876,0-1878,0 м получен приток воды дебитом 15 м³/сут. Скважина находится в консервации.

Скважина П-4 пробурена до глубины 1940 м, где в юрских отложениях по данным ГИС коллекторы водонасыщенные, при опробовании интервала 1871,5-1874,0 м получен приток воды дебитом 24 м³/сут. Скважина находится в освоении.

В 2019 году на восточной части структуры пробурена скважина П-2 до глубины 2000 м, вскрывшие нижнекумкольские отложения, где по данным ГИС в арыкумских отложениях выделены газонасыщенные коллекторы. При опробовании интервала 1610,0-1618,0м получен приток газа с конденсатом: дебит газа 9,0 тыс.м³/сут, дебит конденсата 0,2 м³/сут на 10 мм штуцере. В среднекумкольских отложениях в интервале перфорации 1944,0-1952,5м и в интервалах перфорации 1928,0-1937,0 м, 1944,0-1952,5 м притоки не получены. Скважина находится в консервации.

Всего на месторождении Бастау пробуренный фонд составляет 5 скважин, из них: 3 разведочные, 2 поисковые.

Общий пробуренный метраж составляет 9910 м: разведочное 5890 м, поисковое 4020 м.

В период проведения пробной эксплуатации месторождения Бастау предусматривается:

- ввод из консервации ранее пробуренных скважин (П-1, П-4);
- изучение параметров резервуаров, уточнение контуров нефтеносности, а также определение добывных возможностей и режимов работы пластов.

Таким образом, в период проведения дальнейшей пробной эксплуатации общее количество добывающих скважин составит 2 единицы.

Схема расположения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении 12.

В пробную эксплуатацию будут вовлечены запасы продуктивного горизонта М-II, где запасы нефти оценены по категории С₁ (таблица 2.4.1).

Характеристика фонда скважина на 01.08.2021г. представлена в таблице 3.8.1.

Техническое состояние пробуренных скважин на месторождении Бастау приведено в таблице 3.8.2.

Таблица 3.8.1 – Характеристика фонда скважин на 01.08.2021г.

№№	Категория	I объект	
		М-II	
		Кол-во	№№ скв.
1	Пробурено	5	П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6
2	Добывающий фонд		
3	в том числе:		
4	Действующие		
5	Бездействующие		
6	в консервации	3	П-1, П-2, П-4
7	Ликвидированные	2	Акш-4, Акш-6

Таблица 3.8.2 – Техническое состояние скважин на 01.08.2021г.

№ п/п	№ скв.	Категория	Дата бурения	Глубина скважины, м		Горизонт		Конструкция скважины			Состояние скважины
			начало конец	проект.	фактич.	проект.	фактич.	Обс.кол./толщ ина стенки, мм	глубина спуска колонны, м	подъем цемента до устья, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	П-1	разведоч- ная	<u>23.08.2018г</u> 17.09.2018г	2000	1950	Pz	Pz	324x9,5	58,66	до устья	В консервации
								244,5x8,9	743,25	до устья	
								168,3x8,9	1941,59	до устья	
2	П-2	разведоч- ная	<u>25.11.2019г</u> 24.12.2019г	2000	2000	Pz	J ₃	324x9,5	46,6	до устья	В консервации
								244,5x8,9	747,51	до устья	
								168,3x7,3	1997,73	до устья	
3	П-4	разведоч- ная	<u>15.12.2020г</u> 15.01.2021г	2000	1940	Pz	Pz	324x9,5	52,88	до устья	В консервации
								244,5x8,9	752,92	до устья	
								168,3x7,3	1937,3	до устья	
4	Акш-4	поисковая	<u>30.05.1989г</u> 17.07.1989г	1950	1955	Pz	Pz	299 x 37,5	-	-	Ликвидирована по геолог. причинам
								219 x 699	-	-	
5	Акш-6	поисковая	<u>01.08.1989г</u> 24.10.1989г	2100	2065	Pz	Pz	299 x 34	-	-	Ликвидирована по геолог. причинам
								219 x 696	-	-	

2.8.6 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

Из известных методов интенсификации притока на месторождении Бастау рекомендуется применять следующие методы воздействия на призабойную зону скважин: изоляция водопритока по результатам ГИС-контроль, реперфорация существующих интервалов.

2.8.7 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

Выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки для выделенных эксплуатационных объектов и коэффициентов извлечения нефти (КИН) залежей зависит от стадии освоения и степени изученности месторождения, принятой геолого-физической модели, режимов эксплуатации залежей и возможных вариантов разработки, а также накопленного опыта разработки аналогичных месторождений.

Важно отметить, что на данном этапе изученности месторождения для прогнозирования имеется очень ограниченная информация о продуктивности пробуренных скважин. Поэтому в рамках данной работы при выборе проектных решений имеют место условности. Для прогноза технологических показателей разработки и КИН использовался метод падения среднего дебита нефти скважины во времени.

Для скважин I объекта проектный входной дебит нефти был принят на уровне 14,1 т/сут по данным предыдущей эксплуатации скважин, а падение дебита нефти по скважинам принято на уровне 10% в год.

Ввод в эксплуатацию из консервации запланирован на начало проектного года. Проектный коэффициент эксплуатации добывающих скважин принят на уровне 0,90 д.ед.

Вначале выполнены расчеты технологических показателей разработки для выделенных эксплуатационных объектов и технологические КИН. Далее, выполнены расчеты технико-экономических показателей разработки и определены рентабельные КИН.

2.9. Прогнозные технологические показатели пробной эксплуатации

Период пробной эксплуатации залежей мелового горизонтов М-II предусматривается 3 года. В первый год пробной эксплуатации будут введены из консервации 2 скважины (П-1, П-4).

Расчеты прогнозных объемов добычи нефти, жидкости, растворенного газа проведены с учетом результатов опробования, сроков пребывания скважин в пробной эксплуатации согласно плану исследований, режимов работы скважин и пластов. Режим работы залежей принят упруговодонапорный.

Расчеты объемов добычи нефти по годам проведены для каждой скважины с учетом сроков ввода скважин из консервации, способа эксплуатации и режимов работы скважин и пласта. Расчет добычи газа основан на результатах определения среднего газового фактора, принятого в подсчете запасов.

За весь период пробной эксплуатации будет добыто 25,1 тыс.т нефти, 53,4 тыс.т. жидкости, растворенного газа 0,02 млн.м³, обводненность продукции составит 62,1%.

Технологические показатели в период пробной эксплуатации месторождения Бастау приведены в таблицах 2.9.1, 2.9.2.

Таблица 2.9.1 – Характеристика основного фонда скважин по горизонтам и месторождению в целом

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки	Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнет. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Среднегод о-вая приемистость одной скважины
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	действующих		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.		ед.	тыс.м	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14
2022	0	0	0	2	2	3,8	2	2	0	14,1	23,8	0
2023	0	0	0	0	2	3,8	2	2	0	12,7	27,4	0
2024	0	0	0	0	2	3,8	2	2	0	11,4	30,1	0

Таблица 2.9.2. – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонтам и месторождению в целом

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Кэф. нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обвод. продукции, %	Компенсация отбор. закачкой, %	Закачка рабочих агентов	
		начальных	текущих								годовая закачка воды, тыс.м ³	накопленная закачка воды, тыс.м ³
2022	9,3	10,4	10,6	11,1	12,5	4,3	15,6	18,9	40,8	0	0	0
2023	8,3	9,4	10,7	19,4	21,8	7,6	18,0	36,8	53,6	0	0	0
2024	7,5	8,4	10,8	26,9	30,3	10,5	19,8	56,6	62,1	0	0	0

2.10. Техника и технология добычи нефти и газа

2.10.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промысловой характеристики разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин при оценке контрактной территории на месторождения Бастау.

На месторождении находятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6), из них скважины (П-1, П-2) в временной консервации (Акш-4, Акш-6) ликвидирована по геологическим причинам, П-4 в освоении после бурения.

Устья скважин оборудованы фонтанными арматурами, рассчитанными на рабочее давление 21 МПа. Лифтовые колонны в скважинах состоят из НКТ диаметром 73 мм. Низ колонных лифтовых труб спущен выше интервала перфорации на 10,3 м и оборудован воронкой.

Обобщая результаты проведенного анализа технологических условий эксплуатации скважин, можно сделать вывод, что дальнейшая разработка месторождения Бастау на контрактной территории будет основана на винтовом способе добычи УВС.

Технологическим условиям эксплуатации скважин месторождения на контрактной территории соответствует фонтанная арматура АФК-65Х35 по ГОСТ 13846-2003, рассчитанная на рабочее давление 35 МПа или соответствующая ей фонтанная арматура по классификации АНИ (5000 PSI), с диаметром стволовой части елки и боковых отводов 65 мм, с ручным способом управления запорными устройствами – задвижками. Ствол фонтанной елки должен быть оборудован двумя запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудованы запорными устройствами и регулируемые штуцерами. Компоновка устья скважины может включать также систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях, особенно в зимнее время.

Компоновке фонтанного лифта соответствуют применяемые НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенок 5,5 мм и глубиной спуска до интервала перфорации. На месторождении целесообразно применять трубы с высаженными наружу концами, марки Д (исполнение А, ГОСТ 633-80) или J-55 (стандарт 5А, АНИ). Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны и её размер основаны на том, что они обеспечивают: максимальную отдачу скважины; успешное проведение необходимых геофизических исследований; возможность проведения при необходимости прямых и обратных промывок с использованием гибких труб, без проведения подземного ремонта и подъема НКТ. Также с целью исключения влияния пластовых флюидов на эксплуатационную колонну рекомендуется включать в компоновку подземного оборудования пакер.

Глубина спуска НКТ до интервала перфорации для скважины обусловлена необходимостью сохранения скорости потока с выносом с забоя жидкости. Башмак колонны оборудуется воронкой или перфорированным патрубком.

2.10.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе пробной эксплуатации месторождения Бастау на контрактной территории возможны осложнения, связанные с выпадением асфальто-смолистых веществ и парафина в нефтепромысловых оборудованьях, системах сбора и подготовки нефти, которые приводят к снижению дебитов.

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

Горизонт М-II-2. По одной глубинной пробе, отобранной из скважины П-1, пластовая нефть характеризуется плотностью 0,7864 т/м³, вязкостью 3,98 мПа·с. Давление насыщения составляет 0,66 МПа, газосодержание – 0,76 м³/т, при объёмном коэффициенте 1,0542, соответственно пересчётный коэффициент 0,949 д.ед.

Компонентный состав выделившегося из нефти газа представлен одним анализом из скважины П-1 горизонта М-II-2.

Горизонт М-II-2. Содержания компонентов: метана 72,131% моль, этана 2,159% моль, пропана 0,915% моль, бутанов 5,056% моль, пентанов 5,498% моль, азота 8,436% моль, углекислого газа 0,128% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9415.

Горизонт М-I. Плотность конденсата равна 0,7484 г/см³ и относится к лёгким, по содержаниям: серы к малосернистым (0,001% масс), смол малосмолистым (0,77% масс). Объёмный коэффициент составляет 1,0609, коэффициент сжимаемости – 0,7475. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 1,15 мм²/с. Температура застывания нефти минус 40⁰С, начало кипения 64⁰С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 87,5%.

Горизонт М-I. Содержание метана составляет 69,27% моль, этана – 1,995% моль, пропана – 1,551% моль, бутанов 5,409% моль, пентанов 4,832% моль, азота 12,247% моль, углекислого газа 0,116% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9251.

Понижение температуры нефти до точки насыщения нефти парафином может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов. Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозировочными насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

В последнее время в мировой практике добычи парафинистых нефтей нашло широкое применение использование метода магнитно-индукционной обработки нефтей (МИОН) для борьбы с отложениями парафина на поверхности лифтовых труб и труб нефтесборных коллекторов. В качестве магнитных индукторов используются малогабаритные высокоградиентные постоянные магниты из сплава неодим-железо-бор. Срок сохраняемости параметров МИОНов до 10 лет. МИОНЫ устанавливаются по следующей схеме: один МИОН устанавливается у башмака колонны НКТ, а второй (один или несколько) на глубине ниже 50-100 м от места начала АСПО.

С целью удаления образовавшихся парафиновых отложений рекомендуется применять: механический метод парафиноочистки. По мере необходимости проводить работы по удалению образовавшихся отложений в верхней части ствола скважины посредством скребка типа «система ножей» на геофизическом кабеле без остановки работающей скважины. Также парафиновые пробки рекомендуется удалять термическими способами: промывкой горячей нефтью, пропаркой и электропрогревом.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

На месторождении Бастау физико-химические свойства пластовой воды изучены по 3 пробам из скважины П-1.

Горизонт М-II-2. Минерализация пластовой воды составляет $60,0 \text{ г/дм}^3$, плотность воды при 20°C равна $1,0511 \text{ г/см}^3$, среда воды слабокислая $\text{pH}=5,8$. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Горизонты Ю-III'+III+Pz. Минерализация пластовой воды составляет $74,9 \text{ г/дм}^3$, плотность воды при 20°C равна $1,059 \text{ г/см}^3$, среда воды слабокислая $\text{pH}=5,4$. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Горизонты Ю-III+Pz. Минерализация пластовой воды составляет $85,9 \text{ г/дм}^3$, плотность воды при 20°C равна $1,0654 \text{ г/см}^3$, среда воды слабокислая $\text{pH}=6$. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов. Содержание хлоридов в воде превышает пороговое значение в сотни раз (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л). В воде присутствуют сульфат-ионы, однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса. По компонентному составу и степени воздействия воды юрских продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальные виды коррозии.

Углекислый газ в составе нефтяного газа присутствует, поэтому угроза углекислотной коррозии оборудования существует.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации (табл. 2.10.3.1).

Таблица 2.10.3.1 - Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	Промывка горячей нефтью	20-30 м ³	По мере необходимости	При снижении дебитов

2.10.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции

Учитывая удаленность расположения скважин и сжатые сроки проведения пробной эксплуатации месторождения Бастау сбор, замер и предварительную подготовку продукции предлагается производить индивидуально по каждой скважине.

В состав индивидуальной системы сбора и подготовки предполагается использовать следующее оборудование:

1. Блок гребенки для замера дебитов;
2. Двухфазный нефтегазосепаратор (1 ступень сепарации);
3. Накопительная емкость (концевая ступень сепарации);
4. Конденсатосборник;
5. Продувочная свеча;
6. Нефтеналивная установка.

Рекомендуемая схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси по выкидному трубопроводу поступает на блок гребенки для замера текущего дебита скважины при помощи передвижной замерной установки. Объединенный нефтегазовый поток поступает в нефтегазовый сепаратор 1 ступени сепарации, где происходит основной процесс отделения газпропан

а от нефти, нефть затем поступает в накопительную емкость, работающую под избыточным давлением 0.05 МПа, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Накопительная емкость должна устанавливаться на высоте, обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком. Газ сбрасывается на продувочную свечу.

Добытая продукция скважин с буферной емкости самотеком подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на УПН по договору для окончательного доведения нефти до товарного качества.

На рисунке 6.1 представлена принципиальная технологическая схема процесса подготовки скважинной продукции.

В дальнейшем в период опытно-промышленной эксплуатации месторождения, рекомендуется строительство центрального пункта сбора (ЦПС).

В связи с некондиционным содержанием растворенного газа в нефти было решено воздержаться от принятия запасов в 2021г. (Протокол ГКЗ РК №2327-21-П от 22-07-2021г.). Вследствие этого добыча растворенного газа не рассчитаны на период пробной эксплуатации.

Очередность строительства объектов месторождения Бастау должна решаться в процессе разработки месторождения в соответствии с предполагаемыми сроками утверждения соответствующих проектов.

С учетом дальнейшего строительства пункта подготовки нефти на месторождении и окончания этапа пробной эксплуатации возникнет необходимость в реализации программы утилизации попутного газа.

На данном этапе энергоснабжение месторождения предполагается обеспечивать автономными электростанциями, работающие на дизельном топливе. В дальнейшем, попутно добываемый газ будет использоваться на собственные нужды (печи, котельные). Решения по утилизации газа должны приниматься на основании технико-экономического сравнения предполагаемых вариантов утилизации газа. Исходя из опыта утилизации газа на месторождениях РК с небольшими дебитами газа, зачастую данный газ используется в качестве топлива для электростанций, работающих на попутном газе, что является наиболее экономически приемлемым вариантом и решает две основные задачи: утилизация газа и обеспечение электроэнергией объектов месторождения.

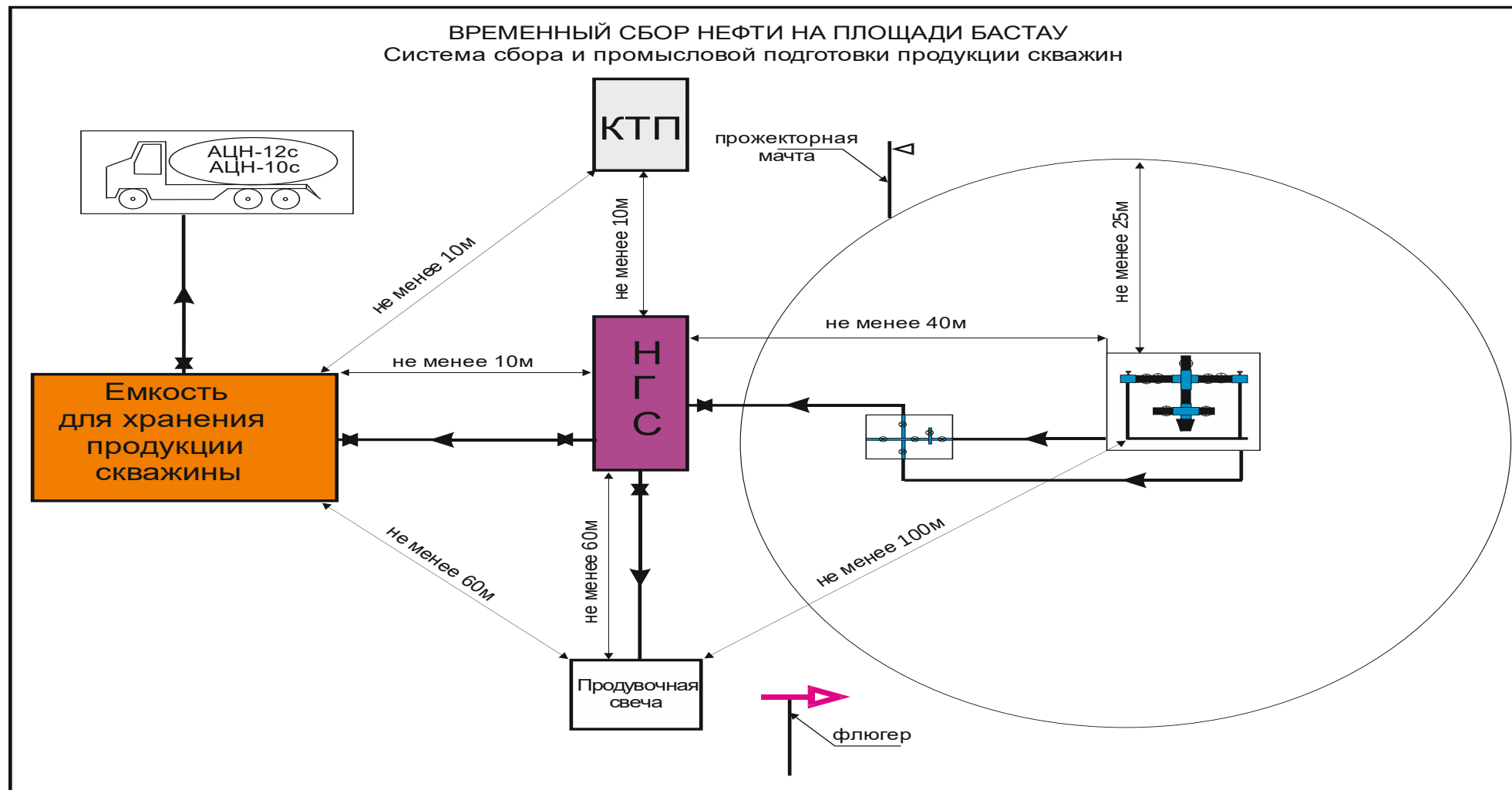


Рисунок 2.10.3.1 – Принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин на период пробной эксплуатации

2.11. Мероприятия по доразведке месторождения

Месторождение Бастау административно расположено в Кызылординской области, в южной части Акшабулакской грабен-синклинали Арыскупского прогиба.

На дату составления отчета на балансе **Недропользователя** АО «Нефтяная компания «КОР»» числятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6), из них в пределах площади продуктивности находятся 3 скважины (П-1, П-2, П-4).

Скважины Акш-4 и Акш-6, пробуренные в 1989 году, ранее находились в пределах месторождения Акшабулак Южный (в настоящее время они числятся на балансе АО «Нефтяная компания «КОР»»).

В 2016 году ТОО «Турангео» составлен «Проект поисковых работ на контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» в пределах блоков XXIX-39-D (частично), Е (частично); XXX-39-A (частично), В (частично) в Кызылординской области» (письмо МЭМР РК исх.№08-2-03-3132/и от 23.06.2016г). Проектом было предусмотрено бурение 3 скважин (П-1, П-2, П-4) с целью выявления нефтегазоносных структур, переобработки и переинтерпретации сейсмических данных прошлых лет, геолого-геофизических и опробовательских работ.

Согласно проекта поисковых работ в пределах контрактной территории АО «Нефтяная компания «КОР»» скважина П-1 до глубины 1950 м пробурена в 2018 году, скважины П-2 и П-4 общим метражом 3940 м пробурены в 2019-2021 года.

Месторождение открыто в 2020 году, когда в разведочной скважине П-1 из нижнемеловых отложений был получен приток нефти дебитом 12,3 м³/сут.

В 2020 году АО «Нефтяная компания «КОР»» для уточнения геологического строения месторождения проведены работы по переобработке материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом результатов бурения, его переинтерпретация, построены структурные карты по отражающим горизонтам: К_{1пс1} (кровля горизонта М-I), М-II-2 (кровля горизонта М-II-2), J3 (кровля акшабулакских отложений J_{3ак}), Ю-0-2 (в толще акшабулакских отложений), J-II (подшва верхнекумкольских отложений J₂₋₃ км³), J-III (кровля нижнего горизонта среднекумкольских отложений J₂₋₃ км²), J-IV (в толще нижнекумкольских отложений J₂₋₃ км¹), Pz (кровля палеозойских отложений) в масштабе 1:25000.

По результатам пластовой корреляции скважин с привлечением данных опробования, интерпретации материалов ГИС залежи нефти и газа выявлены в нижнемеловых отложениях (горизонты М-I, М-II-2).

Залежь горизонта М-I по характеру насыщения газовая, залежь горизонта М-II-2 – нефтяная. По типу резервуара залежи продуктивных горизонтов пластовые, сводовые.

Притоки нефти с водой из скважины П-1 и приток газа с конденсатом из скважины П-2 получены в нижнемеловых отложениях, притоки воды из скважин П-1, П-4, Акш-4 - в верхнеюрских отложениях.

Физико-химические свойства нефти изучены в поверхностных и пластовых условиях по одной пробе из скважины П-1, состав и свойства пластовой воды – по 3 пробам из скважины П-1, состав газа и конденсата - по одному анализу из скважины П-2. Керна отобран в 2 скважинах (П-1, П-4). Общая проходка с отбором керна составляет 54 м, вынос керна – 52,16 м или 96,59% от проходки. Всего на анализ отобрано 40 образцов керна, из них представительными являются 12 образцов.

После ОПЗ-2021г компанией «ТОО СТРАТУМ КЭР» (г. Актау) был проведен специальный анализ на 8 образцах керна из скважины П-4 (горизонт М-II-2), где средняя пористость по керну составляет 13,4%, проницаемость - 8,64 мД, что не повлияло на ранее принятые значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

В 2020-2021гг. в скважинах П-1, П-2, П-4 выполнены работы по ГИС-контролю с целью

определения профиля притока и заколонных перетоков при компрессировании. Результаты исследований указывают на то, что в интервалах исследований заколонных перетоков и нарушений целостности эксплуатационной колонны не выявлены.

Прямые замеры пластового давления проведены в П-1, П-2, П-4 в 2020г.

В 2021г провели оперативный подсчет запасов УВС месторождения Бастау (Протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.).

В целом по месторождению запасы углеводородов геологические/ извлекаемые составили:

нефти

по категории C_1 — 256/ 89 тыс. т; по категории C_2 — 450/ 118 тыс. т.

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 36% и 64%.

Геологические запасы свободного газа по категории C_1 - 2 млн.м³; конденсата — 1 тыс.т.

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- продолжить отборы проб в поверхностных и пластовых условиях для уточнения физико-химических свойств нефти;
- по продуктивным горизонтам отобрать образцы керна и провести стандартные, специальные исследования по определению собственных петрофизических зависимостей;
- провести гидродинамические исследования в скважинах;
- провести работы по переводу запасов нефти из категории C_2 в категорию C_1 .

2.12. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин

2.12.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Проектом пробной эксплуатации бурение добывающих и оценочных скважин не предусмотрено, в связи с этим данный раздел не разработан.

2.12.2. Требования к методам вторичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

К вторичному вскрытию продуктивного пласта скважину рекомендуется готовить следующим образом. Спустить НКТ с долотом и скребком с проработкой и с промывкой до искусственного забоя. Промыть скважину очищенным от механических примесей водным раствором хлористых. Опрессовать ПВО и эксплуатационную колонну в соответствии с проектом на строительство скважины. Поднять НКТ с долотом и скребком до устья с заполнением скважины водным раствором хлористых CaCl солей.

Для качественного вторичного вскрытия продуктивного пласта и преодоления негативных последствий бурения и крепления скважины рекомендуется производить перфорацию эксплуатационной колонны кумулятивными перфораторами с зарядами глубокой пробивной способности. Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-16 отверстий на 1 п. метр. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить промывочной жидкостью, использованной при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость

представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Но для участков с продуктивными пластами, рекомендуется при вторичном вскрытии продуктивного пласта, произвести соляно-кислотную обработку под давлением, как наиболее перспективный и рациональный метод очистки призабойной зоны скважин.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать сваби́рование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатором.

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации. Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;

- ✓ при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;

- ✓ работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения промычной жидкости и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;

- ✓ создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение промывочной жидкости из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

Создаваемые каналы должны обеспечить гидродинамическую связь скважины с пластом с его естественными фильтрационно-емкостными свойствами. Перфорацию рекомендуется проводить при репрессии на пласт.

После перфорации рекомендуется спустить подземное оборудование и промыть скважину технической водой. Вызов притока рекомендуется производить снижением уровня жидкости в скважине сваби́рованием до получения пластового флюида.

При получении фонтанного притока пластового флюида рекомендуется провести гидродинамические исследования скважины на одном режиме и записать кривую восстановления давления (КВД), а при получении не фонтанного притока – проследить за

ростом гидродинамического уровня (КВУ) для получения качественной и количественной характеристик продуктивного пласта.

По результатам гидродинамических исследований рекомендуется решить вопрос о необходимости и методе проведения работ по интенсификации притока.

В зависимости от результатов исследования выбрать способ эксплуатации скважины, спустить необходимое подземное и установить соответствующее наземное оборудование. Запустить скважину в работу.

2.12.13. Мероприятия по ликвидации последствий недропользования и расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий пробной эксплуатации

После окончания пробной эксплуатации месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет Недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты по рекультивации земли.

2.13. Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений в рамках проекта разработки может быть определен удельный норматив в тенге на 1 тонну добытой нефти. Суммарная добыча нефти за расчетный период разработки месторождения принимается из последних проектных документов, утвержденных уполномоченными органами Республики Казахстан.

Проектной организации в 2019 году разработано и согласовано в контролирующих органах проектной документ по теме: «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования на контрактной территории в пределах блоков ххх - 39-d (частично), е (частично) ; ххх - 39- а (частично), в (частично), в кызылординской области республики Казахстан. Согласно проектного документа сумма отчислений **10370894,03 тенге.**

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед.	Показатель
		измерения	
1	Сумма отчислений в ликвидационный фонд на период 2022-2024гг.	тенге	10370894,03
		\$	26692,6
2	Суммарная добыча нефти действующего утвержденного проектного документа	тыс.тонн	25,1
3	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный	тенге/тонна	413,1
		\$/тонна	0,983588

**Курс доллара, применяемый при переводе 420 тенге/доллар США*

В таблице 2.13.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» разработки месторождения .

Таблица 3.13.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на месторождении

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, \$/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.\$
2022	9,3	0,984	3826,898	9,1116623
2023	8,3	0,984	3444,208	8,2004961
2024	7,5	0,984	3099,788	7,3804465
Всего за период 2022-2024гг.	25,1		10370,894	24,692605

По данным таблицы 2.13.2 видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда по разработки месторождения на период 2022-2024 годов составит 10370,894 тыс. тенге или 24,692605 тыс.\$.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи.

3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ

3.1. Социально-экономическая ситуация района

Раздел, освещающий современную социально-экономическую ситуацию, формировался на анализе данных Агентства Республики Казахстан по статистике, Департамента статистики Кызылординской области (<http://stat.gov.kz>).

3.1.1. Общая информация

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

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



Рисунок 3.1.1. Административная карта Кызылординской области

Область включает 9 районов и 9 городов областного подчинения.

1. Аральский район

2. Казалинский район

3. Кармакшинский район
4. Жалагайский район
5. Сырдарьинский район
6. Шиелийский район
7. Жанакорганский район
8. город Кызылорда
9. город Байконур
10. город Аральск
11. город Казалинск

Природно-ресурсный потенциал.

Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Со дня освоения нефтегазовых месторождений Южно-Тургайской впадины нефтяными компаниями области АО «Петро Казахстан КумкольРесорсиз», АО «Тургай Петролеум», ТОО СП «КазГерМунай» и другими добыто порядка 133 миллионов тонн нефти и более 12 млн. м³ газа.

Начали работать:

- газотурбинная установка на месторождении Кумколь АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»;
- завод по переработке газа АО «Тургай Петролеум»;
- производство по утилизации попутного нефтяного газа на месторождении «Кенлык», которая начала выпускать стабильный газовый бензин.

В отрасли несырьевого сектора стабильно работают производства по выпуску йодированной пищевой соли, полиэтиленовых труб и железобетонных изделий. В перспективе планируется строительство стекольного, нефтеперерабатывающего, цементного и известкового заводов, горно-обогатительного комбината, птицефабрики и т.д.

В области имеются месторождения минеральных ресурсов, включая нефть, газ, полиметаллические руды, уран, соль. Выявлены запасы свинца, цинка, кадмия, германия, золота, серебра, селена, железа, бурого угля, горючих сланцев, бурых железняков, фосфоритов, молибдено-ванадиевых и цирконий-титановых руд. Кроме того, широко распространены полезные неметаллические ископаемые: кирпичные суглинки, керамзитовое сырьё, песчано-гравийный материал, пески для строительных и силикатных изделий, строительные камни, известняки для производства извести.

3.2. Хозяйственно-экономическая деятельность

Экономический потенциал. Приоритетными направлениями развития экономики Кызылординской области являются: минеральные ресурсы, включая нефть, газ, полиметаллические руды, уран, соль.

Промышленность. Экономический потенциал Кызылординской области имеет индустриальную направленность. В структуре промышленного производства наибольший удельный вес занимает добыча сырой нефти и попутного газа, перегонка нефти, производство и распределение электроэнергии. Объем промышленного производства в январе-июне 2018 г. составил 70,5 млрд. тенге, что на 95,6% ниже уровня 2017 г.

В то же время наблюдается рост в обрабатывающей промышленности. За счет увеличения производства продуктов питания, машиностроения, химической и

металлургической промышленностей обеспечен рост производства в обрабатывающей промышленности на 105,3% (произведено продукции на 48,6 млрд. тенге).

3.3. Краткие итоги социально-экономического развития

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2018г. в месяц составили 69646 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2017 года на 12,2%. При росте цен на потребительские товары и услуги за этот период на 6,2%, в реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 5,6%.

Рынок труда и оплата труда

Численность безработных по оценке в IV квартале 2018г. составила 16,8 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,8% к рабочей силе. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец февраля 2019г. составила 6,2 тыс. человек или 1,8% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника по оценке в IV квартале 2018г. составила 132263 тенге.

Цены

Индекс потребительских цен в феврале 2019г. по сравнению с декабрем 2018г. составил 100,5%. Цены на продовольственные товары повысились на 2,4%, непродовольственные товары - на 0,8%, а платные услуги – снизились на 2%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в феврале 2019г. по сравнению с декабрем 2018г. снизились на 2,9%.

Торговля

Индекс физического объема по отрасли «Торговля» в январе-феврале 2019г. составил 100,8%.

Объем розничной торговли за январь-февраль 2019г. составил 38896,1 млн. тенге или 100,3% к январю-февралю 2018г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-февраль 2019г. составил 21775,2 млн. тенге или 100,5% к январю-февралю 2018г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе-феврале 2019г. составил 149826,6 млн. тенге, что на 5,5 % меньше уровня 2018г. Снижение в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров составил 6,5%, прирост обрабатывающей промышленности составил 7,2%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушного кондиционирования – 7,0%.

Объем валовой продукции сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале т.г. составил 6665,9 млн. тенге и увеличился на 0,7% по сравнению с январем-февралем 2018г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-феврале 2019г. составил 105,2%.

Объем грузооборота в январе-феврале 2019г. составил 2108,8 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и по сравнению с январем-февралем 2018 года увеличился на 4,0%. Объем пассажирооборота составил 1093,7 млн. пкм и вырос на 7,5%.

Финансы крупных и средних предприятий

Финансовый результат предприятий с численностью работающих свыше 100 человек за III квартал 2018г. определился как прибыль в сумме 79755,7 млн. тенге. Уровень рентабельности (убыточности) составил 50,6%. Доля убыточных предприятий среди общего числа отчитавшихся составила 28,7%.

Основные социально-экономические показатели

Январь 2019г.

	Январь-декабрь 2018г.	Январь 2019г.	Январь-декабрь 2018г. к январю-декабрю 2017г., %	Январь 2019г. к январю 2018г., %	Январь 2019г. к декабрю 2018г., %
Социально-демографические показатели					
Численность населения на конец периода, тыс. человек	794,2	795,3	101,4	101,4	100,1
Естественный прирост (убыль) населения, человек	14 816	1 240	101,5	95,0	103,4
Миграционный прирост (убыль), человек	-3 807	-122	81,9	61,0	36,6
Прибыло, человек	31 594	3 304	104,0	92,2	162,4
Выбыло, человек	35 401	3 426	101,1	90,5	144,7
Число зарегистрированных случаев заболеваний туберкулезом органов дыхания, человек	422	40	91,7	87,0	в 2,1 раза
Число зарегистрированных случаев заболеваний сифилисом, человек	184	9	87,2	36,0	-
Число зарегистрированных уголовных правонарушений, случаев	7 655	730	91,9	101,4	120,3
Уровень преступности, (уголовных правонарушений на 10 000 населения)	97,1	9,3	90,6	101,1	-
Уровень жизни					
Среднедушевой номинальный денежный доход (оценка) (III квартал 2018г.), тенге	69 646	-	112,2	-	-
Реальный денежный доход (оценка) (III квартал 2018г.), %	-	-	105,6	-	-
Величина прожиточного минимума, тенге	-	24 769	-	102,1	101,8
Рынок труда и оплата труда					
Численность безработных (III квартал 2018г.), тыс. человек	-	17,0	-	101,4	101,3
Численность зарегистрированных безработных, человек	-	5,3	-	94,5	134,8
Уровень безработицы (III квартал 2018г.), %	-	4,8	-	-	-
Доля зарегистрированных безработных, %	-	1,5	-	-	-
Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника, тенге ¹⁾	...	-	...	-	-
Индекс реальной заработной платы, % ¹⁾	...	-	...	-	-
Цены					
Индекс потребительских цен, %	-	-	106,4	105,7	100,4
Индекс цен предприятий-производителей промышленной продукции, %	-	-	132,8	109,8	93,3
Индекс цен производителей в сельском хозяйстве, %	-	-	107,3	111,6	100,5
Индекс цен в строительстве, %	-	-	103,9	101,6	100,0
Индекс цен оптовых продаж, %	-	-	108,2	100,9	106,0
Индекс тарифов на перевозку грузов всеми видами транспорта, %	-	-	100,5	101,0	100,0
Индекс тарифов на услуги связи для юридических лиц, %	-	-	100,0	102,2	100,0
Национальная экономика					
Инвестиции в основной капитал, млн. тенге	325 488	46756	125,5	429,8	56,8
Торговля					
Розничная торговля по всем каналам реализации, млн. тенге	260 331,8	18 602,5	101,3	100,3	69,1
Реальный сектор экономики					
Объем промышленной продукции (товаров, услуг), млн. тенге	930 440,3	75 756,2	93,1	93,9	91,8
Объем валовой продукции сельского хозяйства, млн. тенге	97 716,1	3 476,8	101,6	101,5	64,2
Объем строительных работ, млн. тенге	93 305	1 004	122,1	68,9	3,9
Перевозки грузов всеми видами транспорта, тыс. тонн	104 541,3	6 214,4	100,0	99,5	47,0
Грузооборот всех видов транспорта, млн. ткм	14 228,7	1 063,9	102,4	101,3	68,0
Объем услуг почтовой и курьерской деятельности, млн. тенге	386,7	33,9	99,4	131,7	89,6
Объем услуг связи, млн. тенге	5 311,6	438,5	109,9	102,7	93,3
Финансы					
Рентабельность предприятий и организаций, %	-	-	-	...	...
Дебиторская задолженность предприятий и организаций, млн. тенге	-	-	-	...	...
Задолженность по обязательствам предприятий и организаций, млн. тенге	-	-	-	...	...

Примечание:

Показатели, формируемые с опозданием, представлены в предыдущей таблице.

Февраль 2019г.

	Январь- февраль 2019г.	Февраль 2019г.	Январь- февраль 2019г. к январю- февралю 2018г., %	Февраль 2019г. к февралю 2018г., %	Февраль 2019г. к январю 2018г., %
Социально-демографические показатели					
Численность населения на конец периода, тыс. человек	...	...	...	...	...
Естественный прирост (убыль) населения, человек	...	...	...	...	...
Миграционный прирост (убыль), человек	...	...	...	...	...
Прибыло, человек	...	...	...	...	...
Выбыло, человек	...	...	...	...	...
Число зарегистрированных случаев заболеваний туберкулезом органов дыхания, человек	88	48	110,0	141,2	88
Число зарегистрированных случаев заболеваний сифилисом, человек	23	14	34,8	34,1	23
Число зарегистрированных уголовных правонарушений, случаев	1 442	712	107,7	115,0	1 442
Уровень преступности, (уголовных правонарушений на 10 000 населения)	18,1	-	105,8	-	18,1
Уровень жизни					
Среднедушевой номинальный денежный доход (оценка) (III квартал 2018г.), тенге	69 646	-	112,2	-	-
Реальный денежный доход (оценка) (III квартал 2018г.), %	-	-	105,6	-	-
Величина прожиточного минимума, тенге		24 992		102,4	100,9
Рынок труда и оплата труда					
Численность безработных (IV квартал 2018г.), тыс. человек	-	16,8	-	101,5	98,4
Численность зарегистрированных безработных, человек	-	6,2	-	94,7	118,0
Уровень безработицы (IV квартал 2018г.), %	-	4,8	-	-	-
Доля зарегистрированных безработных, %	-	1,8	-	-	-
Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника, тенге ¹⁾	...	-	...	-	-
Индекс реальной заработной платы, % ¹⁾	...	-	...	-	-
Цены					
Индекс потребительских цен, %	-	-	105,1	104,5	100,2
Индекс цен предприятий-производителей промышленной продукции, %	-	-	108,7	107,7	104,1
Индекс цен производителей в сельском хозяйстве, %	-	-	111,6	111,6	100,3
Индекс цен в строительстве, %	-	-	101,6	101,6	100,1
Индекс цен оптовых продаж, %	-	-	105,6	105,2	100,6
Индекс тарифов на перевозку грузов всеми видами транспорта, %	-	-	101,0	101,0	100,0
Индекс тарифов на услуги связи для юридических лиц, %	-	-	102,2	102,2	100,0
Национальная экономика					
Инвестиции в основной капитал, млн. тенге	56 209	9 453	в 2,4 раза	77,1	20,2
Торговля					
Розничная торговля по всем каналам реализации, млн. тенге	38 896,1	20 293,6	100,3	100,2	108,5
Реальный сектор экономики					
Объем промышленной продукции (товаров, услуг), млн. тенге	149 826,6	74 070,3	94,5	95,2	96,7
Объем валовой продукции сельского хозяйства, млн. тенге	6 665,9	3 189,0	100,7	99,8	92,1
Объем строительных работ, млн. тенге	2 735	1 731	81,8	91,7	172,2
Перевозки грузов всеми видами транспорта, тыс. тонн	12 519,3	6 304,9	100,1	100,7	101,5
Грузооборот всех видов транспорта, млн. ткм	2 108,8	1 044,9	104,0	106,9	98,2
Объем услуг почтовой и курьерской деятельности, млн. тенге	69,4	35,5	121,3	113,2	104,7
Объем услуг связи, млн. тенге	875,0	436,5	102,0	101,2	99,3
Финансы					
Рентабельность предприятий и организаций, %	-	-	-	...	...
Дебиторская задолженность предприятий и организаций, млн. тенге	-	-	-	...	...
Задолженность по обязательствам предприятий и организаций, млн. тенге	-	-	-	...	...

¹⁾ Без учета малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью.

ПРИМЕЧАНИЕ.

Показатели, формируемые с опозданием, представлены в предыдущей таблице.

Социально-демографические показатели

Численность населения

	тыс. человек		
	Все население	Городское население	Сельское население
На 01.02.2018г.	784,2	346,6	437,6
На 01.02.2019г.	795,3	352,5	442,8

Численность населения области на 1 февраля 2019 года по текущим данным составила 795,3 тыс. человек, из них 39,1 тыс. человек приходится на казахстанских граждан г.Байконур. По сравнению с соответствующим периодом 2018 года она увеличилась на 11,1 тыс. человек или на 1,4%. По сравнению с началом 2019 года за январь текущего года численность населения выросла на 1,1 тыс. человек.

Естественное движение населения

	Человек		На 1000 человек	
	январь 2018г.	январь 2019г.	январь 2018г.	январь 2019г.
Родившиеся	1 692	1 655	25,23	24,33
Умершие	387	415	5,77	6,10
Естественный прирост (убыль)	1 305	1 240	19,46	18,23
Браки	432	426	6,44	6,26
Разводы	176	146	2,62	2,15

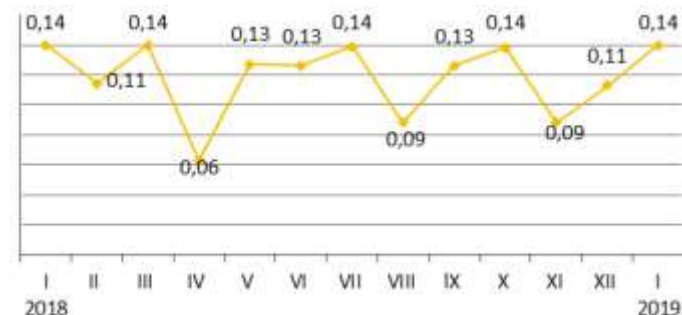
За январь 2019 года в области зарегистрировано 15 (за январь 2018 года - 17) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем 2018 года число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 11,7%.

За январь 2019 года коэффициент младенческой смертности составил 9,06 (10,05) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе 2019 года умерло 6 (6) младенцев или 40,0% (35,3%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 4 (4) или 26,6% (23,5%), от инфекционных и паразитарных болезней - 2 (3) или 13,3% (17,6%), от болезней органов дыхания - 1 (2) или 6,6 (11,7%).

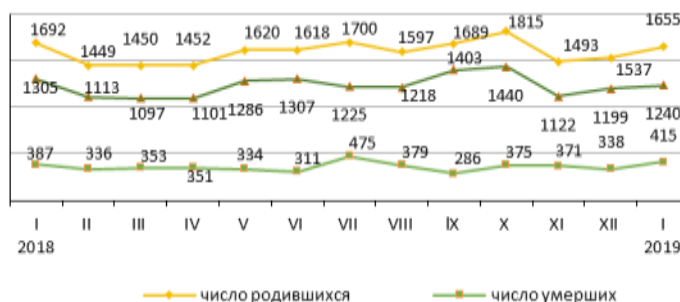
Изменение темпов прироста численности населения

на конец периода, в процентах



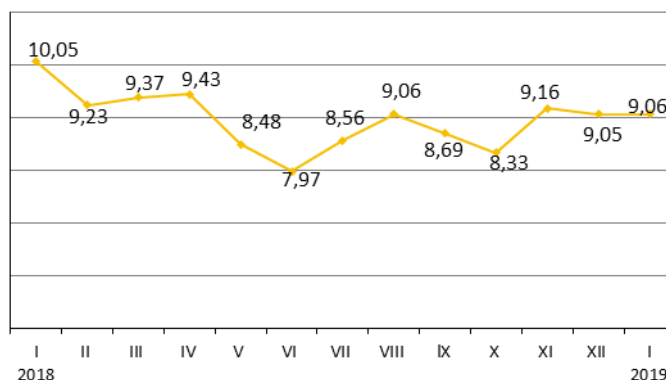
Изменение естественного прироста населения

человек



Динамика коэффициентов младенческой смертности

на 1000 родившихся



Уровень жизни

Доходы населения

	тенге
	Номинальный денежный доход, в месяц
2017г.	62 573
I квартал	59 550
II квартал	62 880
III квартал	62 083
IV квартал	65 779
2018г.*	
I квартал	61 512
II квартал	65 791
III квартал	69 646

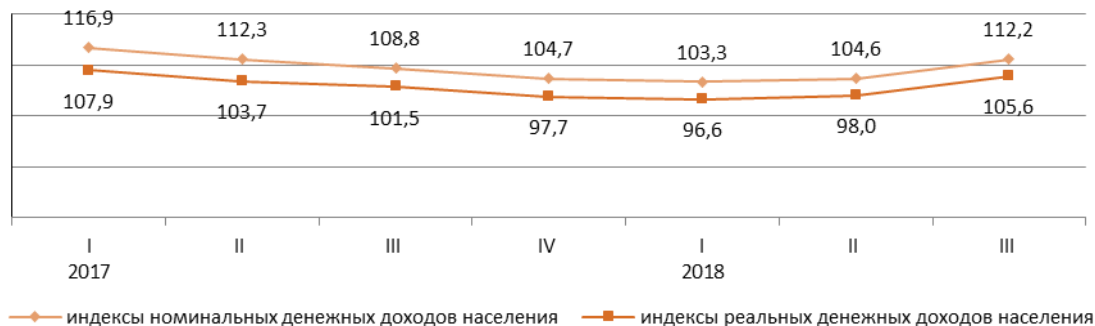
* Предварительные данные.



В III квартале 2018г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения в месяц составили 69646 тенге, что на 12,2% выше, чем с соответствующим периодом III квартала 2017г. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 5,6%.

	в процентах к соответствующему периоду предыдущего года
	III квартал 2018г.
Индекс номинальных денежных доходов	112,2
Индекс реальных денежных доходов	105,6

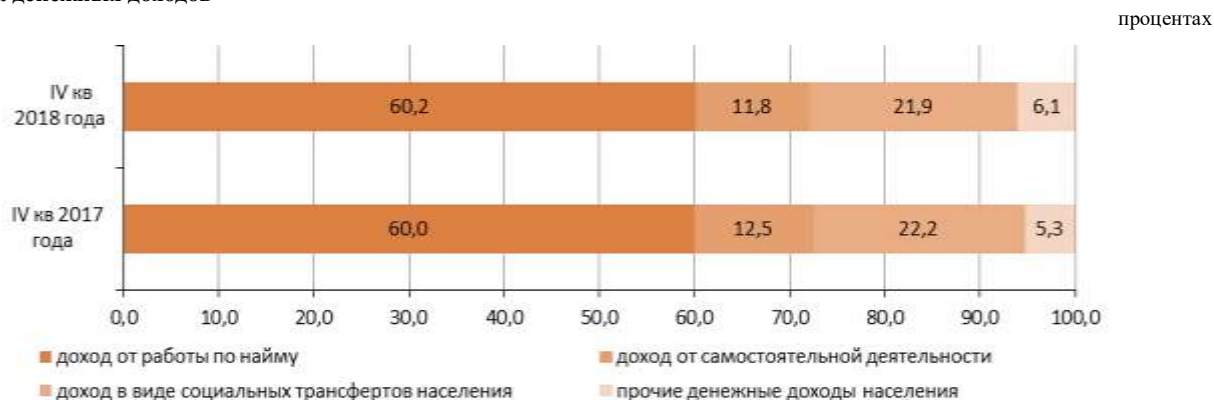
Оценка доходов за 2017 – 2018 годы



По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в IV квартале 2018 года составил 125,7 тыс.тенге, что на 10,6% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

За IV квартал 2018 года среднедушевые денежные расходы населения составили 123,7 тыс.тенге, что на 12,4% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

Структура денежных доходов



Цены

Индекс потребительских цен

на конец периода, в процентах
к декабрю предыдущего года

2018г..... 105,6

в процентах к предыдущему месяцу

Февраль 2018г.....101,3

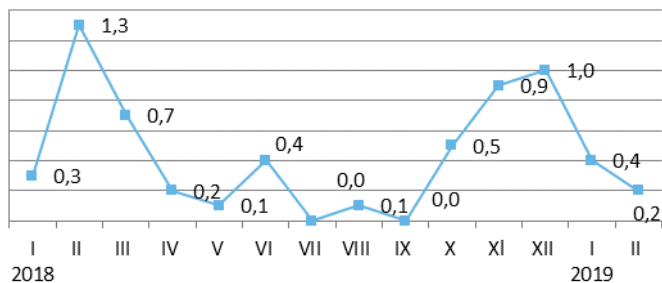
Февраль 2019г.....100,2

В феврале повышение цен отмечено на овощи свежие на 11,1%, рис - на 6,2%, молоко сырое - на 4,8%, маргарин и другие жиры - на 3,8%, фрукты свежие - на 3,2%, муку - на 2,1%, макаронные изделия - на 1,8%, колбасы, изделия из мяса - на 1,5%, детское питание - на 1,4%, хлеб - на 1,3%, мясо - на 0,6%.

В группе непродовольственных товаров прирост цен составил на лечебное оборудование и аппараты на 2,6%, покупка автотранспортных средств - на 2,3%, одежду и обувь - на 0,8%, растения и цветы и твердое топливо - по 0,6%. Бензин снизился на 1,3%, дизельное топливо - на 0,1%.

В группе платных услуг цены повысились на воздушный пассажирский транспорт на 6,4%, ритуальные услуги - на 3,5%, путевки на экскурсии и отдых - на 2,9%, ремонт бытовых приборов - на 1,8%, здравоохранение - на 1,1%, железнодорожный пассажирский транспорт - на 0,7%. В сфере жилищно-коммунальных услуг тарифы снизились на холодную воду на 22,7%, канализацию - на 11,4%, отопление центральное на 10,7%, газ, транспортируемый по распределительным сетям - на 1,3%, электроэнергию - на 0,7%.

в процентах к предыдущему месяцу, прирост+



	Февраль 2019г. к			Январь-февраль 2019г. к январю-февралю 2018г.
	январю 2019г.	декабрю 2018г.	февралю 2018г.	
Все товары и услуги	100,2	100,5	104,5	105,1
Продовольственные товары	101,3	102,4	106,0	105,7
Непродовольственные товары	100,3	100,8	106,4	106,5
Платные услуги	98,6	98,0	100,9	103,0

в процентах к соответствующему месяцу предыдущего года, прирост+, снижение-



в процентах

	Февраль 2019г. к			Январь-февраль 2019г. к январю-февралю 2018г.
	январю 2019г.	февралю 2018г.	декабрю 2015г.	
Индекс потребительских цен	100,2	104,5	122,7	105,1
Базовый индекс потребительских цен	100,0	105,4	-	106,1
Индекс цен для групп населения:				
с наименьшими денежными доходами	100,2	104,4	122,3	104,9
с наибольшими денежными доходами	100,3	105,0	121,7	105,5

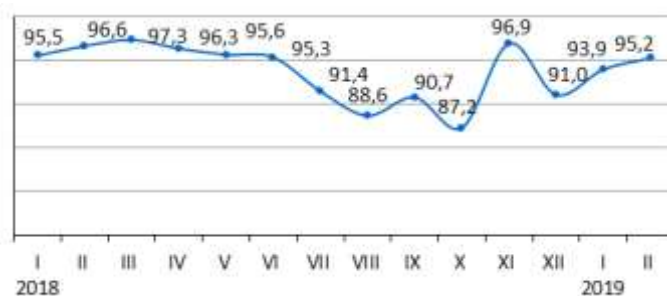
Реальный сектор экономики

Промышленное производство

в процентах к соответствующему периоду
предыдущего года

Январь-февраль 2018г.....96,1
Январь-декабрь 2018г..... 93,1
Январь-февраль 2019г.....94,5

в процентах к соответствующему месяцу предыдущего года

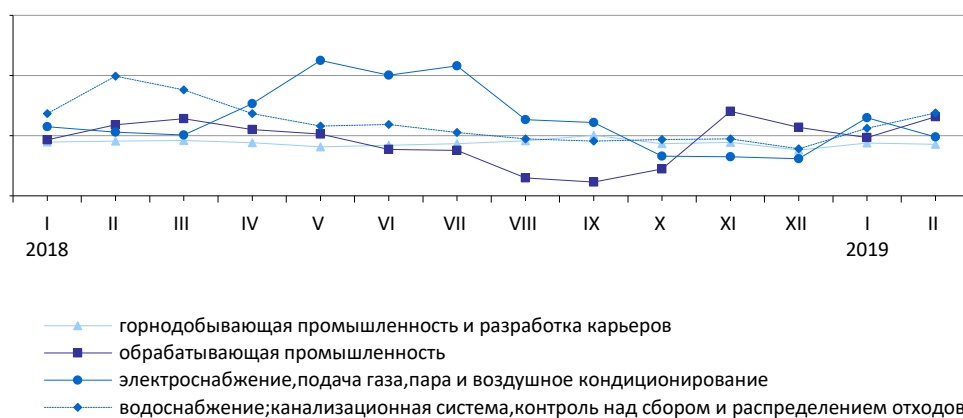


По отраслям промышленности

В январе-феврале 2019г. промышленной продукции произведено на 149827 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 121176 и 19799 млн. тенге, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 7831 млн. тенге, в водоснабжении; канализационной системе, контроль над сбором и распределением отходов – на 1021 млн. тенге.

в процентах		
	Январь-февраль 2019г. к январю-февралю 2019г.	Удельный вес в общем объеме, январь-февраль 2019г.
Промышленность	94,5	100
Горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	93,5	80,9
Обрабатывающая промышленность	107,2	13,2
Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование	107,0	5,2
Водоснабжение; канализационная система, контроль над сбором и распределением отходов	112,6	0,7

в процентах к соответствующему месяцу предыдущего года



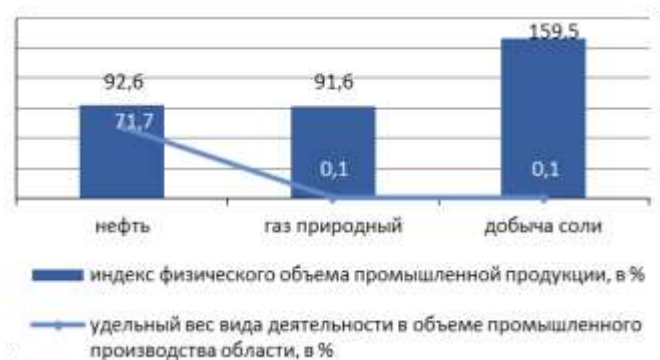
По отраслям обрабатывающей промышленности

	Январь-февраль 2019г. млн. тенге	Январь-февраль 2019г. в % к январю-февралю 2018г.
Обрабатывающая промышленность	19 799	107,2
Производство продуктов питания	5 807	117,2
Легкая промышленность	104	172,1
Производство кокса и продуктов нефтепереработки	1 144	90,0
Производство продуктов химической промышленности	1 774	101,4
Производство резиновых и пластмассовых изделий	1 064	2,2 раза
Производство прочей не металлической минеральной продукции	1 023	2,6 раза
Производство основных благородных и цветных металлов	5 713	77,7
Производство мебели	13	127,1

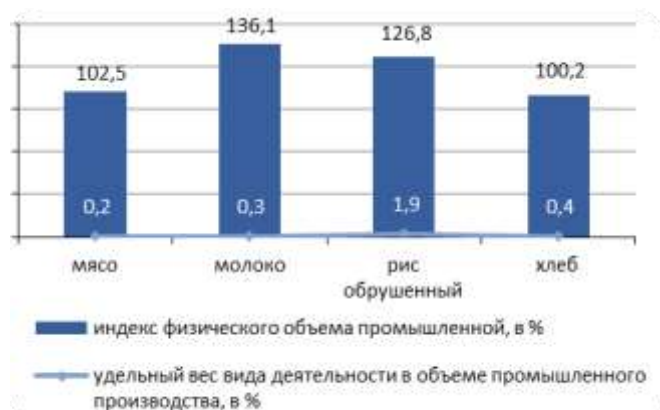
Производство промышленной продукции в натуральном выражении

	Январь- февраль 2019г.	Январь- февраль 2018г.
Добыча сырой нефти и природного газа		
Нефть, тонна	969,8	1 047,4
Газ природный, млн. куб. м	170,3	186,0

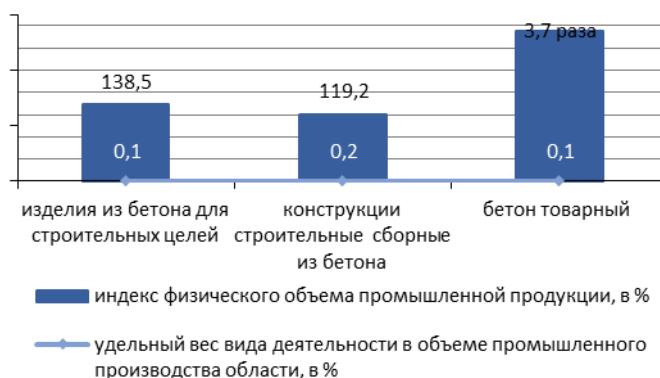
Добыча соли		
Соль и хлорид натрия чистый, вода морская, тонн	36339	22788



Производство продуктов питания		
Мясо	250	244
Молоко	1 511	1 110
Рис обрубленный	23 337	18 409
Хлеб	1 433	1 430



Производство прочей неметаллической минеральной продукции		
Изделия из бетона для строительных целей, тонн	1 388	1 002
Конструкции строительные сборные из бетона, тонн	17 346	14 550
Бетон товарный, онн	15 317	4 142



Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование		
Электроэнергия, тыс. квт. ч	293 008,2	240 381,6
Пар и горячая вода (тепловая энергия), тыс. Гкал	230,3	247,3



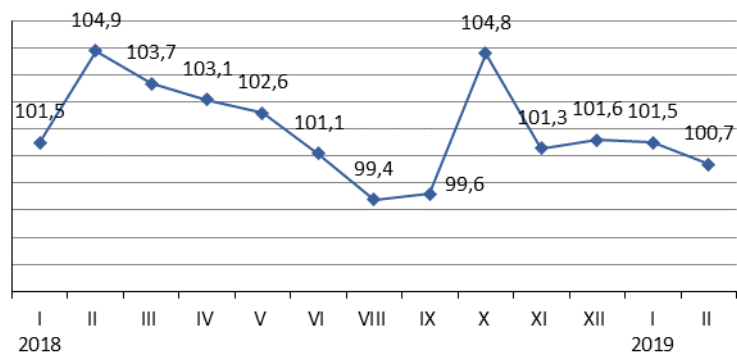
Водоснабжение; канализационная система, контроль над сбором и распределением отходов		
Вода природная, тыс. куб. м	3 945,8	3 900,7

Сельское хозяйство

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства

в процентах к соответствующему
периоду предыдущего года

Январь-февраль 2018г.	103,2
Январь-декабрь 2018г.....	101,6
Январь-февраль 2019г.....	100,7



По отраслям сельского хозяйства

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2019г. составил 6665,9 млн. тенге, в том числе растениеводства – 22,4 млн. тенге, животноводства – 6461,0 млн. тенге.

	в процентах	
	Январь-февраль 2019г. к январю-февралю 2018г.	Январь-февраль 2018г. к январю-февралю 2017г.
Сельское хозяйство	100,7	103,2
из него:		
продукция растениеводства	100,0	100,0
продукция животноводства	100,7	103,2

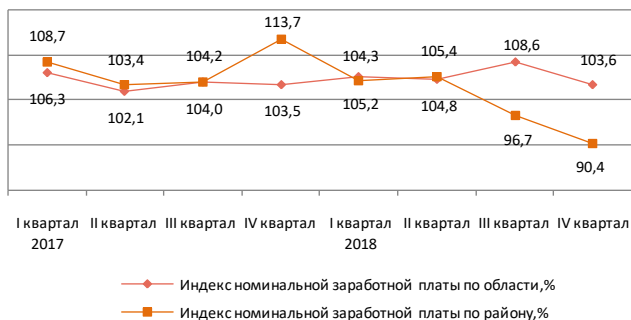
	Единица измерения	Январь-февраль 2019г.	В процентах к соответствующему периоду 2018г.
Численность основных видов сельскохозяйственных животных и птицы*			
Крупный рогатый скот	тыс. голов	328,1	104,7
Овцы	тыс. голов	450,5	105,8
Козы	тыс. голов	164,0	99,2
Свиньи	тыс. голов	2,3	104,3
Лошади	тыс. голов	135,6	113,9
Верблюды	тыс. голов	46,4	108,5
Птица	тыс. голов	125,8	113,1
Производство основных видов продукции животноводства			
Забито в хозяйстве и реализовано на убой всех видов скота и птицы в живой массе	тыс. тонн	5,5	100,2
Надоено молока коровьего	тыс. тонн	10,7	101,4
Получено яиц куриных	млн. штук	1,2	160,4
Продуктивность скота и птицы			
Средний удой молока на 1 корову	кг.	213	100,5
Средняя яйценоскость на 1 курицу-несушку	штук	31	110,7
Наличие основных зерновых культур, всего*	тыс. тонн	193,5	134,4
из них:			
пшеница	тыс. тонн	1,7	166,6
ячмень	тыс. тонн	0,08	43,0
рис	тыс. тонн	191,7	134,3

* На 1 марта 2019г., предварительные данные.

Сырдарьинский район

Социальное развитие

Население, человек (на 01.02.2019г.)	38 791
Родившиеся, человек (январь 2019г.)	72
Умершие, человек (январь 2019г.)	27
Прибыло, человек (январь 2019г.)	117
Выбыло, человек (январь 2019г.)	216
Наемные работники, тыс. человек (январь-декабрь 2018г.)	5,7
Численность зарегистрированных безработных, человек (на 1 марта 2019г.)	236
Доля зарегистрированных безработных, % (на 1 марта 2019г.)	1,3
Заработная плата, тенге (январь-декабрь 2018г.)	92 139
Величина прожиточного минимума, тенге (февраль 2019г.)	24 924



Реальный сектор экономики

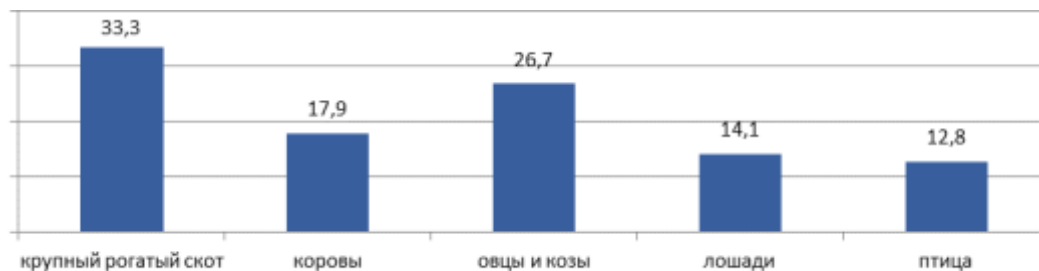
	Январь-февраль 2019г. в % к январю-февралю 2018г.	Январь-февраль 2018г. в % к январю-февралю 2017г.
Промышленность	114,5	108,4
Сельское хозяйство	100,9	100,2
Строительство	8 163,5 раза	0,3
Розничная торговля	100,1	143,2



Сельское хозяйство

	Январь-февраль 2019г.	В % к соответствующему периоду предыдущего года
Забито в хозяйстве или реализовано на убой скота и птицы (в живом весе), тонн	593,7	100,8
Надоеено молока коровьего, тонн	797,4	100,8
Получено яиц куриных, тыс. штук	12,6	104,1

на 1 марта 2019г., тыс. голов



3.4. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

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

водоснабжения и водоотведения, санитарной очистки населенных мест от твердых и жидких бытовых отходов.

В Кызылординской области в части санитарной очистки территории остается большое число не решенных вопросов. Если в городах и районных центрах очистка территории от мусора и твердых бытовых отходов осуществляется по 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. Распределение организаций здравоохранения по районам области показано в табл. 3.4.1.

Таблица 3.4.1

**Сеть организаций здравоохранения и социальных служб,
оказывающих услуги по видам деятельности**

	Больницы	Общая врачебная практика	Специальная врачебная практика	Стомато- логическая деятельность	Прочая деятель- ность по охране здоровья человека
Кызылординская область	47	37	-	24	27
Кызылорда г.а.	20	24	-	12	21
Жалагашский район	3	2	-	-	-
Кармакшинский район	3	2	-	1	-
Сырдарьинский район	4	1	-	-	1

Заболеваемость. 1-квартале 2018 года отменены положительные изменения в целевых индикаторах:

- по снижению заболеваемости туберкулезом до 18,2 пациентов на 1000 населения,
- удержание распространенности ВИЧ-инфекции в возрастной группе 15-49 лет до показателя – 0,001.

Образование. По состоянию на 1 июля 2018 г. функционирует 297 дневных общеобразовательных школы, из которых 296 являются государственными и 1 частная, четыре высших учебных заведений.

Из них в Аральском районе имеется 52 школ, в Казалинском районе – 40 школ. На начало учебного года численность учащихся в дневных общеобразовательных школах составила 126377 человек, что на 0,1% меньше, чем в прошлом учебном году. Подключение к сети интернет в школах области составляет – 100%.

Также в области на 1 июля 2015 г. функционируют 611 дошкольных учреждений (355 садов, 256 мини-центров), в них воспитываются 41939 детей. Обеспечение детей 1-6 лет составляет 49,5%, 3-6 лет – 92,2 %.

3.5. Памятники истории и культуры

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

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

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

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

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

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

Правобережный район сырдарьинского региона использовался с учетом природно-климатических факторов, под пастбищное скотоводство. Памятников прошлого здесь гораздо меньше на левобережье Сырдарьи. По современному состоянию здесь на республиканскую категорию охраны не поставлено ни одного памятника, хотя на контрактной территории могут быть встречены памятники истории, подобные тому как показан на фото (фото 3.5.1).



Фото 3.5.1. Незарегистрированный памятник, обнаруженный во время полевой экспедиции на участке Жусалы в 2008 г.

4. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Природно-климатические условия

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

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

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44 -47^оС. Средняя температура самого холодного месяца района участка от -90^оС до -120^оС. Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно проникать на территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -400^оС, -450^оС.

Период со среднесуточной температурой воздуха выше 0^оС длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

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

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

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

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

Таблица 4.1.

Метеорологические характеристики концентраций веществ и коэффициенты, определяющие условия концентраций загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, АБ	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	+34,4
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-10,4
Среднегодовая роза ветров, %	
С	18
СВ	26
В	13
ЮВ	4
Ю	7
ЮЗ	10
З	13
СЗ	9
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.7
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	8.0

Таким образом, природно-климатические условия контрактной площади характеризуются резко континентальным климатом с жарким сухим продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. На всей территории данного района дуют сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления, которые зимой сдувают снег с поверхности возвышенных частей рельефа и летом поднимают пыльные бури.

4.1.2. 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.

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 характеристика

По данным Информационного экологического бюллетеня (Астана, 2020 г.) во 2 квартале 2020 года при проведении экспедиционных обследований по Кызылординской области показало, что содержание взвешенных веществ, диоксида серы, диоксид азота и оксида углерода находились в пределах допустимой нормы.

4.2. Гидрографическая характеристика

Поверхностные воды.

Гидрографическая сеть не развита. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Подземные воды.

В гидрогеологическом отношении объект находится в пределах южной части Торгайского артезианского бассейна.

Гидрогеологические исследования осуществлялись по общепринятой методике, принятой для нефтегазоносных районов и требований инструкций. Полный комплекс гидрогеологических работ включает следующие их виды: замеры восстановления уровней воды в скважинах во времени после депрессии на пласт с целью вызова притока пластового флюида; замеры статистических уровней; замеры пластовых давлений; отбор глубинных проб воды; химико-аналитические работы по определению химического состава пластовых вод, определения водно-физических и фильтрационных параметров нефтеводовмещающих пород.

В разрезе месторождения вскрыты и опробованы водоносные комплексы нижнемеловых и верхнеюрских отложений. Воды Торгайского артезианского бассейна формируются в сложных геологических и гидрогеологических условиях. Засушливость климата, отсутствие постоянно действующих рек и значительная удаленность от основных областей питания при наличии водоаккумулирующих коллекторов, а также повсеместная закрытость структур, определяют особенности накопления, движения и водообмена в водоносных горизонтах. Водовмещающими породами являются песчаники крупнозернистые, слабосцементированные и мелкообломочные гравелиты. По химическому составу пластовых вод в разрезе Южно-Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген-четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридного состава минерализации, являются фильтрационными активного инфильтрационного гидрохимического режима поверхностных вод.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт-альба характеризуются минеральным составом: от пресных и слабосоленоватых вод в бортах арыскупского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, и до высокоминерализованных хлоридно-натриево-кальциевого состава во внутренней части бассейна. Питание горизонтов осуществляется, в основном за счет инфильтрации

атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично-фильтрации паводковых вод (долины рек Белеуты и др.)

Они характеризуются свободным водообменом и неблагоприятным для образования и сохранения залежей углеводородов (УВ) условиями.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается с глубиной залегания до 100 г/л. Пластовые воды этой зоны относятся, в основном, к седиментогенным элизионного (застойного) гидрохимического режима.

Благоприятными условиями для формирования и сохранения залежей УВ характеризуется нижняя гидрохимическая зона с элизионным гидродинамическим режимом.

На центральном участке водоносные интервалы гор. М-I опробованы в скважинах: 15 (инт.1226-1237 м) и 30 (инт.1227-1234 м) получены притоки воды; 35 (инт.1217-1221м) дебитом 6,8 м³/сут; 37 (1108-1132 м) дебитом 30 м³/сут; 271 (инт.1230,5-1232 м) дебитом 11,2 м³/сут. Водоносные интервалы горизонта М-II опробованы в скважинах: 68 (инт.1244-1245 м) дебит 27,3 м³/сут.; 215 (инт.1246-1249 м) дебит 13 м³/сут.; 226 (инт.1237-1240 м) дебит 19 м³/сут.; 227 (инт.1222,8-1230,4 м) дебит 25м³/сут.; 266 (инт.1223,5-1224,5 м,1236,5-1240 м) дебит до 33,6 м³/сут.; 247 (инт.1247,7-1249 м) дебит 56м³/сут.; 275 (инт.1253,7-1258 м) дебит воды 22,7м³/сут.; 330 (инт.1166-1174 м) дебит 20 м³/сут.; 347 (инт.1145-1147м) дебит воды 8,5 м³/сут. При совместном опробовании горизонтов М-I+М-II получены притоки воды в скважинах: 37 (инт.1108-1132 м) дебит 30 м³/сут.; 92 (инт.1186-1210м) дебит 87 м³/сут.; 323 (инт.1146,6-1185,4м) дебит 13,5 м³/сут.

Юрские отложения (горизонты Ю-0, Ю-I, Ю-II) опробованы и получены притоки воды в скважинах: 5 (инт.1410-1418 м) дебит 7,2 м³/сут; 39с (инт.1273-1275 м) дебит 3,6 м³/сут; 39с (инт.1370,3-1373,3 м) дебит 3 м³/сут; 40 (инт.1156-1158 м) дебит 1,7 м³/сут; 40 (инт.1262-1264,8 м) дебит 7,8 м³/сут; 40 (инт.1278-1280м) дебит 3,1 м³/сут; 92 (инт.1384-1387м) дебит 6,7 м³/сут; 94 (инт.1413-1416м) дебит 115,2 м³/сут; 303 (инт.1401-1402,1м) приток воды; 305 (инт.1414,5-1420 м) дебит 10,2 м³сут, 307 (инт.1415-1422м) дебит 32,9м³сут, 330 из инт.1308-1316м дебит 17,8 м³сут, из инт.1347,5-1356 м дебит 10 м³сут.; 340 (инт.1397-1400 м) дебит 24 м³/сут; 341 из инт.1390-1395м дебит 55 м³/сут., из инт.1415,7-1419м дебит 38,5 м³/сут.; 343 (инт.1382-1383,5 м) дебит 19 м³/сут; 344 (инт.1345,5-1408м) дебит 17,3м³/сут; 345 (инт.1338,5-1341 м) дебит 8,7 м³/сут.

На западном участке водоносные интервалы горизонтов Ю-II, Ю-III, Ю-IV опробованы и получены притоки воды в скважинах: 1 (инт.1742-1755 м) дебит 25 м³/сут; 3 (инт.1817-1821 м) дебит 27,5 м³/сут, 100 (инт.2022,5-2028м) дебит воды 2,6 м³/сут; 101 (инт.1987-1988,5м) дебит воды 4,4 м³/сут; 102 (инт.1805,5-1809м,1811-1815м) дебиты воды до 51 м³/сут; 104 (инт.1744,5-1746,5 м) дебит воды 6 м³/сут; 105 (инт.1893-1946 м) дебит воды 40 м³/сут; 106 (инт.1727-1730м) дебит воды 4,6 м³/сут; 107 из инт.1729-1732,5м) дебит 4,5 м³/сут, из инт.1833-1843м дебит 34 м³/сут; 109 (инт.1732-1738м) дебит 4,8м³/сут; 110 (инт.1847-1849,5 м) дебит 3,5м³/сут.

Палеозойские отложения опробованы в скважинах: 1 (инт.1235-1240 м) получен приток воды, 72 (инт.1233-1234 м) дебит воды 17,5 м³/сут, 86 (инт.1330-1346 м) дебит воды 4,6 м³/сут.

Глубина залегания подземных вод колеблется в пределах 8,6-18,5 метров.

4.3. Почвы

Контрактная территория АО «НК«КОР» в природном отношении располагается в пределах пустынной зоны, где может быть выделено 2 природных подзоны: подзона северных пустынь на бурых пустынных почвах и подзона настоящих пустынь на серо-бурых пустынных почвах. В зависимости от рельефа местности, характера

почвообразующих пород, глубины залегания грунтовых вод, состава растительности зоны могут иметь различные видовые свойства и сопровождаться различными интразональными почвами. Многообразие и частая смена условий формирования определяют неоднородное размещение почв в пространстве и чрезвычайную пестроту почвенного покрова.

В северной и центральной части контрактной территории преобладают бугристые, большей частью закрепленные пески, отдельные массивы которых (Жинешкекум, Косалбай, Улькенкум, Талдыкум и др.) разделены долинообразными плоскодонными обширными понижениями преимущественно меридионального протяжения и слабо всхолмленными пониженными равнинами, местами с отдельными невысокими столовыми останцами (горы Жиланкыр, Айгырбек и др.) и соровыми котловинами. На песчаных массивах почвы не сформированы; в долинах и на равнинах значительные площади заняты комплексами бурых почв с солонцами, такырами и бурыми слабодифференцированными супесчаными почвами.

В рельефе южной части контрактной территории выделяются обширные пространства возвышенных пластовых равнин с отдельными столовыми останцами, ограниченными резко выраженными уступами, и плоскодонные депрессии с такырными понижениями и котловинами соровых солончаков. По склонам и вершинам останцов нередко выходы меловых глин с образованием участков типа "бедлендов" с такыровидной пухлой засоленной или защелоченной поверхностью. На высоких равнинах широко распространены комплексы бурых солонцеватых почв с солонцами пустынными, почвенный покров депрессий представлен преимущественно солонцами пустынными и такырами.

В крайней южной части территории в зоне настоящих пустынь высокие пластовые равнины окаймляются аллювиально-пролювиальными равнинами, почвенный покров которых более однородный, выделяется крупными контурами и представлен серо-бурими нормальными и солонцеватыми почвами в комплексе с солонцами пустынными, а иногда в состав комбинаций входят и такыры. Переход от плато к аллювиально-пролювиальным равнинам выражен в виде крутых эродированных склонов и даже чинков. В составе почвенного покрова на склонах преобладают серо-бурые эродированные щебнистые почвы, формирующиеся под изреженной полынно-боялычевой и многолетнесолянково-боялычевой с кустарниками растительностью. Кроме того, здесь часто встречаются пустынные солонцы с многолетнесолянково-биюргуновой растительностью, а в местах, где на дневную поверхность выходят засоленные подстилающие породы, распространены литогенные солончаки под разреженными галопетрофитными сообществами.

- *Общая характеристика почв*

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 гумусообразования. 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);
- 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, мятлик луковичный, 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, слабоуплотненный, пронизанный корнями растений. Глубже он переходит в иллювиальный горизонт серовато-бурого или коричневатого 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 натрия 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 микропонижениях 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.

Солонцовый горизонт (18-28 см) отличается также высоким, близким к максимуму, количеством карбонатов. Поглощающий комплекс пустынных солонцов на фоне относительно невысокой емкости обмена (8-14 мг-экв. на 100 г почвы) насыщен щелочноземельными катионами. При этом содержание поглощенного натрия высокое не только в солонцовом горизонте и под ним (более 25% от суммы), но и в поверхностных надсолонцовых горизонтах.

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.

Наличие в профиле солонцов пустынных плотного солонцового горизонта и прочной поверхностной корки определяет их хорошую сопротивляемость к механическим воздействиям, особенно в сухое время года.

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 горизонт.

Горизонт «В» у этих почв выражен не всегда ярко. Он окрашен в светлые буроватые тона и имеет комковатую структуру. Мощность гумусового горизонта (А+В) может достигать до 30-40 см.

Такыровидные почвы обладают низкой гумусностью (около 0,9%) и малым содержанием азота (0,04-0,06%). Отношение органического углерода к азоту невысокое, суживающееся с глубиной. Содержание карбонатов довольно высокое (7,0-8,0%) и относительно равномерно распределенное по вертикальному профилю.

Поглощающий комплекс почв, на общем фоне небольшой суммы обменных оснований (6,0-10,0 мг-экв на 100 г почвы), насыщен катионами кальция и отчасти магния. В более глубоких горизонтах несколько возрастает и доля обменного натрия.

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 практически полностью лишены высшей растительности, их поверхность покрыта лишь лишайниками и водорослями, активно развивающимися в периоды затопления, а после высыхания образуют на поверхности тонкие листоватые свертывающиеся пленки.

В результате периодического повторения этих процессов вертикальный разрез такыров состоит из чередующихся слоев, как правило, тяжелого механического состава.

По гранулометрическому составу материала, слагающего генетические горизонты, такыры не отличаются полной отсортированностью, но, как правило, преобладают глинистые и тяжелосуглинистые разновидности.

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 невозможно или очень сильно затруднено. Такыры относятся к неудобным землям.

4.4. Растительность

Растительность является одним из важнейших компонентов окружающей среды, и ее состояние отражает в целом состояние среды обитания, определяя возможности хозяйственного использования территории и развития фауны.

Растительный покров здесь представлен комплексами полынных и многолетне-солянковых кокековых пустынь, таких как чернобоялычевые, биюргуновые, тасбиюргуновые. По временным водотокам произрастает кустарниковая растительность - караганы, курчавки, тамариски.

На останцовых возвышенностях и каменистом плато преобладают комплексы туранскополынно-чернобоялычевых (*Salsola arbusculaeformis* + *Artemisia turanica*), биюргуновых (*Anabasis salsa*) и тасбиюргуновых (*Nanophyton erinaceum*) сообществ гипсоносных хрящевато-щебнистых почв.

По шлейфам плато на участках супесчаных и легко суглинистых почв встречаются комплексами биюргуновых, белоземельнополынных (*Artemisia terrae-albae*), кокековых

(*Atriplex cana*), белоземельнополынно-чернобоялычевых, итсегеково (*Anabasis arphylla*) - биюргуновых фитоценозов, при участии видов ферулы (*Ferula ferulaeoides*, *F. soongarica*, *F. canescens*).

Заросли *черного саксаула* (*Haloxylon aphyllum*) с полынью белоземельной и кейреуком представлены на склонах котловины (рисунок 4.4.1.).



Рисунок 4.1.1. Черный саксаул

Доминирующей жизненной ландшафтной формой северных пустынь является ксерофитный полукустарник, как наиболее устойчивая форма в этих экстремальных условиях. На первом месте стоят полыни (виды рода *Artemisia*) и боялыч *Salsola arbuscula* в сочетании с биюргуном *Anabasis salsa* на серо-бурых почвах различной степени засоления, вплоть до солончаков.

Существенную роль в строении растительного покрова района играют полынные из *Artemisia terrae-albae*, также обильны многолетнесолянковые формации: чернобоялычевые (*Salsola arbusculiformis*), биюргуновые (*Anabasis salsa*), кеурековые (*Salsola orientalis*), тасбиюргуновые (*Nanophyton erinaceum*), ежевниковые (*Anabasis brachiata*). На значительных пространствах распространены гемипетрофитные комплексы чернобоялычевых, белоземельнополынных и биюргуновых сообществ с доминированием то тех, то других. Господствуют многолетнесолянковые сообщества (около 62%).

На первом месте по распространенности находится полынная растительность в сочетании с солянковыми сообществами. Господствующими элементами, которой явились мезотермные и ксерофильные многолетние растения, представлены преимущественно полукустарничками.

Господствующие виды (эдификаторы, строители сообществ) полукустарничковых пустынь относятся к следующим родам: солянка (*Salsola*, исключительно многолетние виды), полынь (*Artemisia*), ежевник (*Anabasis*), саксаульник (*Arthrophytum*) и близкий к нему гамада (*Hammada*), лебеда (*Atriplex*), терескен (*Eurotia*), поташник (*Kalidium*), сарсазан (*Halocnemum*). Представители этих родов широко распространены в пределах пустынной области и создают сообщества, занимающие обширные пространства.

Заметно меньшее значение имеют сообщества, где эдификаторами выступают тасбиюргун (*Nanophyton erinaceum*), карабрак (*Halostachys Belangeriana*), полукустарниковые сведы (*Suaeda*), кермеки (*Limonium suffruticosum*), ромашник (*Pyrethrum achilleifolium*), прутняк (*Kochia prostrata*), пижма (*Tanacetum xylorrhizum*) и некоторые другие.

На территории довольно широко представлены и эфемеры. Особенно богаты эфемерами сообщества на песках. Наиболее богато представлено семейство крестоцветных видов (*Malcolmia*, *Lepidium*, *Euclidium*, *Tauscheria*, *Alyssum*, *Meniotis* и др.), злаков (виды *Eremopyrum*, *Bromus*, *Aegilops* и др.), маковых (виды *Papaver*, *Roemeria*, *Glaucium*, *Hieracium*); имеются также представители многих других семейств (виды лютиковых, губоцветных, сложноцветных, бурачниковых, бобовых и др.).

Необходимо отметить, что в построении сообществ пустынь значительное участие принимают также споровые растения: мхи, лишайники, водоросли, грибы.

Из мхов наиболее известен карахарсанг (туркм.) - *Tortula desertorum*, обычно встречающийся под защитой кустов в различных сообществах, но в некоторых условиях образующий сплошное покрытие поверхности почвы.

Лишайники распространены гораздо более широко и представлены значительным числом видов. Их можно найти в небольших количествах на поверхности почвы в большинстве сообществ полукустарничковых пустынь. Некоторые виды поселяются на отмерших стволах и ветвях кустарников. *Живущие на почве представлены двумя группами:* прикрепленные к субстрату (виды *Diploschistes*, *Acarospora*, *Psora*, *Collema* и др.) и неприкрепленные, "кочующие" виды (*Parmelia*, *Cetraria*, *Aspicilia* и др.).

Растительный покров имеет сложную пространственную структуру, отличается значительной неоднородностью, пятнистостью или как это установлено называть, *комплексностью*. С явлением комплексности растительного покрова пустынь тесно связана и его мозаичность.

Почти все растения данного района имеют более или менее ярко выраженную ксероморфную структуру – мелкие и жесткие листья, часто сведенные колючками, опушение и другие признаки ксерофитов.

4.5. Животный Мир

Общая характеристика фауны региона

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.

В пустыне много хищных (лисица-корсак, волк и др.) и копытных (сайгак) животных, а также грызунов, птиц (рябки и др.) в дельте Сырдарьи акклиматизирована ондатра.



Рисунок 4.5.2. Волк



Рисунок 4.5.3. Лисица-корсак

Особую ценность эта территория имеет для бетбакдалинской группировки сайги. Здесь пролегают ее основные миграционные пути, располагаются места зимовок и летовок.

Пресмыкающиеся

Пресмыкающиеся играют заметную роль в биогеоценозах региона и

характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые виды могут служить индикаторами состояния среды и использоваться для мониторинга при освоении нефтегазового месторождения.

Из 49 видов пресмыкающихся, встречающихся на территории Казахстана, в Арысском плато обитает 22 вида: сухопутные черепахи – 1 вид, гекконовые – 4 вида, агамовые – 4 вида, ящерицы – 5 видов, удавы – 2 вида, ужи – 4 вида, гадюки – 1 вид, ямкоголовые – 1 вид.



Рисунок 4.5.4. Сухопутная черепаха



Рисунок 4.5.5. Гадюка

Земноводные

На территории Приаралья распространен лишь один вид амфибий – *зеленая жаба*. Она имеет очень широкий диапазон приспособляемости, что позволяет ей переносить высокую сухость воздуха, а также использовать для икрометания временные водоемы, расположенные на значительном удалении от постоянных источников воды.

При дефиците воды использует лужи, образованные от таяния снега или прошедших дождей. Ведет преимущественно сумеречный и ночной образ жизни. Она активна 7 месяцев в году. В дневное время в качестве пастбищ использует покинутые норы грызунов или зарывается в мягкий грунт. Повсеместно является одним из полезнейших животных.

Птицы

Орнитофауна рассматриваемого района и сопредельных территорий насчитывает более 160 видов. Из них гнездящихся 47 видов, зимующих 18 видов и встречающихся на пролете 97 видов. Основная масса птиц встречается на пролете. Среди них имеются редкие и исчезающие птицы, внесенные в Красную книгу Казахстана.

Фоновыми видами птиц в данном районе являются малые жаворонки, пустынные славка и каменка, зеленые и золотистые щурки, в целом составляющие более половины населения птиц.

Из числа гнездящихся птиц в районе достаточно обычны, а местами многочисленны, зерноядно-насекомоядные виды жаворонков: малый, хохлатый, степной и двупятнистый. Эти виды обитают как в песчаных биотопах, так на глинистых участках, почти лишенных растительности.

Из насекомоядных птиц на глинистых участках обычны каменки (пустынная и плясунья), гнездящиеся преимущественно в покинутых норах грызунов и полевой конек. Из дендрофильных видов, связанных с кустарниковой и древесной растительностью, характерны два вида славок (пустынная и славка-завирушка), а также тугайный соловей.



Рисунок 4.5.6. Тугайный соловей



Рисунок 4.5.7. Жаворонок

Из журавлеобразных в районе изредка гнездятся журавль-красавка и джек.

Из хищных дневных птиц отмечено гнездование курганника и степного орла. Там где высока численность зайцев, гнездится могильник. Кроме того, в этом районе гнездятся мелкие соколиные – обыкновенная пустельга и луговой лунь.

Обычными, местами многочисленными видами, в рассматриваемом районе являются представители ракшеобразных: зеленая и золотистая шурки, удог. С постоянными и временными поселениями человека связаны полевой и домовый воробьи.

Среди хищных ночных птиц здесь зарегистрирован филин, но более многочислен и характерен для этого района домовый сыч.

Млекопитающие

Современный состав териофауны района включает в себя 35 вида животных. Из них 3 вида относятся к отряду насекомоядных, 4 - к рукокрылым, 7 - к хищным, 1 - к парнокопытным, 19 - к грызунам, 1 - к зайцеобразным.

Наиболее характерной чертой фауны млекопитающих рассматриваемого района является присутствие в ней большого количества типичных пустынных и полупустынных видов, обитающих как на песчаных территориях, так и на участках глинистой пустыни.

Из млекопитающих наиболее заметную роль в исследуемом районе играют ценные промысловые звери (сайгак, лисица, заяц, корсак и волк), а также животные являющиеся переносчиками инфекционных болезней (песчанки и другие виды тушканчиков).

Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды

Пресмыкающиеся

- Краснополосый полоз - *Coluber rhodorhachis*;
- Четырехполосый полоз - *Elaphe quatuorlineata*.

Птицы

Встречи редких и находящихся под угрозой исчезновения видов птиц, включенных в Красную книгу Казахстана, наиболее вероятны в периоды сезонных миграций - весной и осенью.

- Дрофа - *Otis tarda*;
- Стрепет - *Otis tetrax*;
- Скопа - *Pandion haliaetus*;
- Степной орел - *Aquila rapax*;
- Змееяд - *Circaetus gallicus*;
- Могильник - *Aquila heliaca*;
- Беркут - *Aquila chrysaetus*;
- Балобан - *Faico cherrug*;
- Сапсан - *Faico peregrinus*;
- Журавль-красавка - *Anthropoides virgo*;
- Серый журавль - *Grus grus*;
- Джек - *Chlamydotis undulate*;
- Белохвостая пугалица - *Vanelloctttusia leucura*;

- Толстоклювый зуек - *Charadrius leschenaultia*;
- Орлан-белохвост - *Haliaeetus albicilla*;
- Чернобрюхий рябок - *Pterocles orientalis*;
- Белобрюхий рябок - *Pterocles alchata*;
- Саджа - *Syrhaptes paradoxus*;
- Кречетка – *Chettusia gregaria*;
- Филин - *Bubo bubo*.

Млекопитающие

- Пегий путорак - *Diplomesodon pulchellum*;
- Кожанок Бобринского - *Eptesicus bобрinskii*;
- Перевязка - *Vormela peregusna*;
- Бледный карликовый тушканчик - *Salpingotus pallidus*.

Из числа млекопитающих, не внесенных в Красную книгу республики, но требующих повсеместной охраны, следует отметить сайгак.

В связи с постоянной браконьерской охотой, это ценное, с научной и экономической точек зрения, животное в большом количестве истребляется как в период миграций, так и в местах отела.

4.6. Радиационная обстановка

Согласно закону Республик Казахстан от 23.04.1998 № 219-1 «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.) при планировании и принятии решений в области обеспечения радиационной безопасности должна проводиться оценка радиационной безопасности.

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

Критерии оценки радиационной ситуации

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих «Норм радиационной безопасности» (НРБ-99), «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами» (СПОРО) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Согласно НРБ-99 допустимое значение эффективной дозы, обусловленной суммарным воздействием природных источников излучения, для населения не устанавливается. Снижение облучения населения достигается установлением системы ограничений на облучение населения от отдельных природных источников излучения.

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

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

Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействию эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана-238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -40/f, кБк/кг, где f- среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория-232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -27/f, кБк/кг.

Радиационная обстановка Кызылординской области

Опасными источниками радиации являются природные аномальные, радиоактивные объекты. На территории Казахстана к таким объектам относятся 6 ураново-рудных провинций. Одна из этих провинций – попадает на территорию Кызылординской области.

На территории области функционируют 126 предприятий, использующих источники ионизирующего излучения и 2 уранодобывающих рудника.

Основная регламентируемая величина техногенного облучения – эффективная доза – составляет не более 0,57 мкЗв/ч.

Радиационный гамма-фон (мощность экспозиционной дозы) по городу Кызылорда и Кызылординской области находился в допустимых пределах (0,08-0,17 мкЗ/ч), что не представляет практической опасности для населения области.

Контроль за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории Кызылординской области осуществлялся на 2-х метеорологических станциях (Аральское море, Кызылорда) путем отбора проб воздуха горизонтальными планшетами.

4.7. Памятники истории и культуры

На территории области имеется 98 памятников истории и культуры Казахстана местного значения из которых 8 обелисков павшим воинам в Великой Отечественной Войне в селах Миялы, Жангельдин, Жаскайрат, Караколь, Коныстау, Мукур, Сагиз, Тасшагил. В селе Караколь установлен бюст поэта Абая Кунанбаева (1845-1904 гг.), недалеко от аула Жантерек находится мавзолей поэта Шернияз Жарылгасулы (1806-1867 гг.). В 1995 г. в районе аула Карабау был построен мазар, на месте захоронения Бокен бия (1771-1857 гг.), недалеко от аула Кенбай - мавзолей Абжет, известен археологам и некрополь Тлеген-мола недалеко от зимовки Сарыколь. Много на территории района курганов и стоянок раннего железного века, есть средневековые курганы и курганы эпохи бронзы. Имеются развалины сооружений XVIII - XX в.

Обнаружено также много местонахождений керамики и отдельных вещей разных эпох, среди которых имеются каменные орудия (алтарики, молот), железные (стрема эпохи средневековья) и бронзовые предметы (перстень), бронзовая пряжка в зверином стиле эпохи ранних кочевников, на которой изображено травоядное животное.

В настоящее время разрушение памятников происходит в процессе естественного старения строительного материала: сырцовый кирпич подвержен оплыву от атмосферных осадков; известняк-песчаник подвержен трещинам и отколу от неравномерной нагрузки. Ещё одним природным фактором, влияющим на разрушение памятников, является выдувание грунта и движение дюнных песков.

Во избежание отрицательных последствий необходимо предусмотреть комплекс мероприятий, связанных с охраной памятников истории и культуры, который должен включать реставрационные работы, устройство металлических оградок.

К основным направлениям охраны исторических памятников относятся: предотвращение разрушений или повреждений в результате изменений характера местности и землепользования; сохранение и восстановление важнейших памятников культуры, а также памятников, особо подверженных воздействию внешних условий, в том числе площадок, захоронений, зданий и мест, представляющих культурную ценность.

Памятники истории и культуры на территории месторождения Бастау отсутствуют.

5. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Данный отчет представляет собой Проект «Отчет о возможных воздействиях к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Бастау».

При разработке проекта были соблюдены основные принципы проведения экологической оценки, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении предварительного оценки воздействия на окружающую среду;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи, возникающих экологических последствий, с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Проект пробной эксплуатации является геолого-методической частью и не содержит конкретных технических решений. На основании этого проекта будут составлены технические проекты на ведение запланированных работ, где будут рассматриваться конкретные технические и технологические вопросы.

Согласно проектным решениям эксплуатационный фонд добывающих скважин составит: на 2022 год – 2 скважины, 2023 год - 2 скважины, 2024 год – 2 скважины. Данные скважины из эксплуатационного фонда №№П-1 и П-4 будут введены путем расконсервации в 2022 году. В связи с некондиционным содержанием растворенного газа в нефти было решено воздержаться от принятия запасов в 2021г. (Протокол ГКЗ РК №2327-21-П от 22-07-2021г.). Вследствие этого добыча растворенного газа не рассчитаны на период пробной эксплуатации. При этом, газ будет сбрасываться на продувочную свечу.

5.1 Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов

Данные, заложенные в расчетах, получены на основании расчетов по утвержденным методикам, представленным:

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;
- «Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду», утв. Приказом МОС РК от 8 апреля 2009 г. №68-п.

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Источниками воздействия на атмосферный воздух на месторождении Бастау *при расконсервации скважин №№П-1, П-4* являются:

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.

В целом по месторождению при расконсервации скважин выявлено: 9 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных - 6.

Источниками воздействия на атмосферный воздух на месторождении Бастау *при пробной эксплуатации* являются:

(Промплощадка 2 скважин №№П-1, П-4)

Организованные источники:

Источник загрязнения №0101, Дизельгенератор ДГ-100 кВт

Источник загрязнения №0102, Дизельгенератор ДГ-100 кВт

Источник загрязнения №0103, Продувочная свеча

Источник загрязнения №0104, Передвижная паровая установка

Неорганизованные источники:

Источник загрязнения №6101, ГЗУ

Источник загрязнения №6102, Нефтеналивная установка

Источник загрязнения №6103, Конденсатосборник

Источник загрязнения №6104, Технологические линии

Источник загрязнения №6105, Устье скважины № П-1

Источник загрязнения №6106, Устье скважины №П-4

Источник загрязнения №6107, Нефтегазосепаратор.

Источник загрязнения №6108, Емкость хранения дизтоплива

Источник загрязнения №6109, Насос для перекачки дизтоплива

Источник загрязнения №6110, Насосная станция

Источник загрязнения №6111, Резервуары нефти скв. № П-1

Источник загрязнения №6112, Резервуары нефти скв. №П-4

В целом по месторождению при пробной эксплуатации выявлено: 16 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 4, неорганизованных - 12.

Виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определены по проектам-аналогам.

Необходимо учитывать, что здесь приводятся предварительные данные по источникам выбросов, т.е. данный перечень может быть неполным. Объективно об источниках выбросов можно будет судить на последующих стадиях проекта, проанализировав все проектные решения.

5.1.1 Стационарные источники загрязнения

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

Предварительный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных источников приведен в табл.5.1.1-5.1.2.

Таблица 5.1.1.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации скважин на месторождении Бастау

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества , г/с	Выброс вещества , т/год, (М)	Выброс вещества , г/с	Выброс вещества , т/год, (М)
						от 1 скв.		от 2 скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,00885	0,00535	0,0177	0,0107
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000762	0,00046	0,001524	0,00092
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,950326333	1,11804	1,90065267	2,23608
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,154428067	0,1816815	0,30885613	0,363363
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,061805556	0,06984	0,12361111	0,13968
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,148333333	0,1746	0,29666667	0,3492
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000000457	0,00000222	9,14E-07	0,00000444
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,777388889	0,91457	1,55477778	1,82914
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000621	0,000375	0,001242	0,00075
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	0,00273	0,00165	0,00546	0,0033
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,000001483	1,9206E-06	2,966E-06	3,8412E-06

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,014833333	0,01746	0,02966667	0,03492
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,00001625	0,000146	0,0000325	0,000292
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,369735222	0,43423	0,73947044	0,86846
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	1,274	0,771	2,548	1,542
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	0,0151	0,00913	0,0302	0,01826
В С Е Г О :						3,7789319	3,698537	7,557864	7,3970733
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 5.1.2.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении пробной эксплуатации на месторождении Бастау

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл. т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
В период пробной эксплуатации в 2022 году									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.64	12.288	1712.567	307.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.104	1.9968	33.28	33.28

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.041666667	0.768	15.36	15.36
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.1	1.92	38.4	38.4
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.001726852	0.02646529	4.7366	3.30816125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.516666667	9.984	2.951	3.328
0402	Бутан (99)	200			4	0.007696	0.298429	0	0.00149215
0403	Гексан (135)	60			4	0.002572	0.099678	0	0.0016613
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.0028201	0.1038697	0	0.00415479
0410	Метан (727*)			50		43.282092	0.160964	0	0.00321928
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	1.8813726	0.194053764	0	0.01293692
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		1.164368	2.784818	0	0.05569636
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.424	0.814	0	0.02713333
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00554	0.01064	0	0.1064
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.00174	0.003344	0	0.01672
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.00348	0.006688	0	0.01114667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000001	0.00002112	178.6404	21.12
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.01	0.192	46.5899	19.2
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.549	0.000395	0	0.00112857
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.263920867	5.309687	4.4933	5.309687
	В С Е Г О:					49.00266275	36.961852874	2037	446.747538
В период пробной эксплуатации в 2023 году									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.64	12.288	1712.567	307.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.104	1.9968	33.28	33.28
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.041666667	0.768	15.36	15.36
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.1	1.92	38.4	38.4
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.001726852	0.02634529	4.7087	3.29316125

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.516666667	9.984	2.951	3.328
0402	Бутан (99)	200			4	0.007696	0.298429	0	0.00149215
0403	Гексан (135)	60			4	0.002572	0.099678	0	0.0016613
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.0028201	0.1038697	0	0.00415479
0410	Метан (727*)			50		43.282092	0.160964	0	0.00321928
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	1.8813726	0.194053764	0	0.01293692
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		1.164368	2.640818	0	0.05281636
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.424	0.7612	0	0.02537333
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00554	0.00994	0	0.0994
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.00174	0.003124	0	0.01562
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.00348	0.006248	0	0.01041333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000001	0.00002112	178.6404	21.12
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.01	0.192	46.5899	19.2
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.549	0.000395	0	0.00112857
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.263920867	5.309687	4.4933	5.309687
	В С Е Г О:					49.00266275	36.763572874	2037	446.719064
В период пробной эксплуатации в 2024 году									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.64	12.288	1712.567	307.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.104	1.9968	33.28	33.28
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.041666667	0.768	15.36	15.36
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.1	1.92	38.4	38.4
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.001726852	0.02634529	4.7087	3.29316125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.516666667	9.984	2.951	3.328
0402	Бутан (99)	200			4	0.007696	0.298429	0	0.00149215
0403	Гексан (135)	60			4	0.002572	0.099678	0	0.0016613
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.0028201	0.1038697	0	0.00415479
0410	Метан (727*)			50		43.282092	0.160964	0	0.00321928

5.2 Передвижные источники загрязнения

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

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

5.2.1 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 эксплуатации месторождения Бастау составляет:

При пробной эксплуатации в 2022-2024 гг:

дизельного топлива – $Q = 273,75$ т.;

бензина – $Q = 127,75$ т.;

При проведении расконсервации скважин:

дизельного топлива – $Q = 16,5$ т.;

бензина – $Q = 7,7$ 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 5.2.1-5.2.2.

Таблица 5.2.1 – Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при пробной эксплуатации в 2022-2024 гг.

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/год
Автотранспорт на дизтопливе		0,1	Оксид углерода	27,375
		0,04	Диоксид азота	10,95
		0,03	Углеводороды	8,2125

	273,75		предельные	
		0,02	Диоксид серы	5,475
		0,0155	Сажа	4,243125
		0,00000032	Бензапирен	0,0000876
			Всего:	56,2557126
Автотранспорт на бензине	127,75	0,6	Оксид углерода	76,65
		0,04	Диоксид азота	5,11
		0,1	Углеводороды предельные	12,775
		0,002	Диоксид серы	0,2555
		0,00058	Сажа	0,074095
		0,00000023	Бензапирен	0,000029
			Всего:	94,86462438
ИТОГО:				151,120337

Таблица 5.2.2 – Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении расконсервации скважин

Выбросы в атмосферу от передвижных источников при проведении работ по консервации скважин				
Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/год
				От 1 скв.
Автотранспорт на дизтопливе	16,5	0,1	Оксид углерода	1,65
		0,04	Диоксид азота	0,66
		0,03	Углеводороды предельные	0,495
		0,02	Диоксид серы	0,33
		0,0155	Сажа	0,25575
		0,00000032	Бензапирен	0,00000528
			Всего:	3,39075528
Автотранспорт на бензине	7,7	0,6	Оксид углерода	4,62
		0,04	Диоксид азота	0,308
		0,1	Углеводороды предельные	0,77
		0,002	Диоксид серы	0,0154
		0,00058	Сажа	0,004466
		0,00000023	Бензапирен	0,000002
			Всего:	5,717867771
ИТОГО:				9,108623051

5.3 Ориентировочная качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ

По данным проекта при пробной эксплуатации месторождения Бастау, стационарными источниками загрязнения выбрасывается в атмосферный воздух всего:

- в период пробной эксплуатации:

- в 2022 году 49,00266275 г/сек – 36,96185287 т/период;
- в 2023 году 49,00266275 г/сек – 36,76357287 т/период;
- в 2024 году – 49,00266275 г/сек – 36,76357287 т/период;

- в период проведения расконсервации скважин в 2022 году

- От 1 скв. 3,778931923 г/сек – 3,698536641 т/период;
- От 2 скв. 7,557863846 г/сек – 7,397073281 т/период;

Проведенные в рамках проекта расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере наглядно показали, что выбросы от оборудования, используемого при

разработке месторождения, не проводят к сверхнормативному загрязнению воздуха в районе месторождения.

Определение категории опасности проведено на основании «Рекомендации по делению предприятий категории опасности».

Категория опасности определяется в зависимости от критериев опасности выбрасываемых загрязняющих веществ.

Критерий опасности *i*-го загрязняющего вещества определяется по формуле:

$$KOB_i = (M / ПДК_{с.с.})^q$$

где, *M* – масса выбрасываемых вредных веществ в год, т/год;

ПДК_{с.с.} – среднесуточная предельно допустимая концентрация, мг/м;

q - постоянная, учитывающая класс опасности этого вещества.

Класс опасности	1	2	3	4
Q	1,7	1,3	1,0	0,9

Предварительный расчет критериев опасности, выбрасываемых веществ произведен в соответствии с требованиями «Инструкции по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу», утв. приказом и.о. Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Казахстан от 21 декабря 2000 г. № 516-п.

Результаты расчета приведены табл.5.3.1.

Таблица 5.3.1 – Предварительный расчет критериев опасности (КОВ_i)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
При пробной эксплуатации в 2022 году									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.747239067	12.866691206	1818.1468	321.66728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.121333333	2.087904	34.7984	34.7984
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.048992711	0.815074138	16.3015	16.3014828
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.116666667	2.0076	40.152	40.152
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.001726852	0.026465303	4.7366	3.30816288
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.606593778	10.559861376	3.1037	3.51995379
0402	Бутан (99)	200			4	0.025798	0.96915	0	0.00484575
0403	Гексан (135)	60			4	0.003307	0.1230615	0	0.00205103
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.0076069	0.2811572	0	0.01124629
0410	Метан (727*)			50		0.00422568	0.1342594	0	0.00268519
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.0143051	0.5308157	0	0.03538771
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		1.164368	2.784818	0	0.05569636
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.424	0.814	0	0.02713333
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00554	0.01064	0	0.1064
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.00174	0.003344	0	0.01672
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.00348	0.006688	0	0.01114667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000001167	0.0000220836	192.7164	22.0836
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.011666667	0.20076	49.372	20.076
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.304198644	5.519931	4.6531	5.519931
	В С Е Г О:					49.00266275	36.961852874	2037	446.747538
Суммарный коэффициент опасности: 2164									
Категория опасности: 3									
При пробной эксплуатации в 2023 году									

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.747239067	12.866691206	1818.1468	321.66728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.121333333	2.087904	34.7984	34.7984
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.048992711	0.815074138	16.3015	16.3014828
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.116666667	2.0076	40.152	40.152
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.001726852	0.026345303	4.7087	3.29316288
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.606593778	10.559861376	3.1037	3.51995379
0402	Бутан (99)	200			4	0.025798	0.96915	0	0.00484575
0403	Гексан (135)	60			4	0.003307	0.1230615	0	0.00205103
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.0076069	0.2811572	0	0.01124629
0410	Метан (727*)			50		0.00422568	0.1342594	0	0.00268519
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.0143051	0.5308157	0	0.03538771
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		1.164368	2.640818	0	0.05281636
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.424	0.7612	0	0.02537333
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00554	0.00994	0	0.0994
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.00174	0.003124	0	0.01562
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.00348	0.006248	0	0.01041333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000001167	0.0000220836	192.7164	22.0836
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.011666667	0.20076	49.372	20.076
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.304198644	5.519931	4.6531	5.519931
	В С Е Г О:					49.00266275	36.763572874	2037	446.719064
Суммарный коэффициент опасности: 2164									
Категория опасности: 3									
При пробной эксплуатации в 2024 году									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.747239067	12.866691206	1818.1468	321.66728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.121333333	2.087904	34.7984	34.7984
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.048992711	0.815074138	16.3015	16.3014828
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.116666667	2.0076	40.152	40.152

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.001726852	0.026345303	4.7087	3.29316288
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.606593778	10.559861376	3.1037	3.51995379
0402	Бутан (99)	200			4	0.025798	0.96915	0	0.00484575
0403	Гексан (135)	60			4	0.003307	0.1230615	0	0.00205103
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.0076069	0.2811572	0	0.01124629
0410	Метан (727*)			50		0.00422568	0.1342594	0	0.00268519
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.0143051	0.5308157	0	0.03538771
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		1.164368	2.640818	0	0.05281636
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.424	0.7612	0	0.02537333
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00554	0.00994	0	0.0994
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.00174	0.003124	0	0.01562
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.00348	0.006248	0	0.01041333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000001167	0.0000220836	192.7164	22.0836
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.011666667	0.20076	49.372	20.076
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.304198644	5.519931	4.6531	5.519931
	В С Е Г О:					3.612789566	39.543962907	2164	467.671649

Суммарный коэффициент опасности: 2164

Категория опасности: 3

При расконсервации скв.

0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.00885	0.00535	0	0.13375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.000762	0.00046	0	0.46
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.950326333	1.11804	75.9131	27.951
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.154428067	0.1816815	3.028	3.028025
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.061805556	0.06984	1.3968	1.3968
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.148333333	0.1746	3.492	3.492
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.000000457	0.00000222	0	0.0002775
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	5	3		4	0.777388889	0.91457	0	0.30485667

[illegible]

Выводы. Выполненный прогноз загрязнения атмосферы позволяет рекомендовать реализацию данного проекта. Проектируемые работы не окажут измеряемого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов, так как максимальные концентрации загрязняющих веществ сосредоточены только на отведенной площадке скважины. Поскольку территория промышленной площадки относится к рабочей зоне и расчетные уровни загрязнения ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, то можно считать, что выбросы от оборудования не приводят к сверхнормативному загрязнению атмосферного воздуха окружающей среды.

Концентрации загрязняющих веществ на территории вахтового поселка в пределах нормативных требований к предельно-допустимым концентрациям в рабочей зоне.

5.4 Предварительный расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе

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

Моделирование рассеивания указанных вредных веществ в атмосфере от промплощадки проводилось с помощью ПК ЭРА 2.0. Результаты расчета рассеивания вредных веществ в атмосферу при эксплуатации представлены в приложении.

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

Область моделирования представляет собой прямоугольник с размерами (1500x1500) м², который покрыт равномерной сеткой с шагом 150 м.

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

Расчет максимальных приземных концентрации, создаваемых выбросами от промышленной площадки выполнен:

- при нормальной загрузке технологического оборудования предприятия;
- при средней температуре самого жаркого месяца;
- с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Необходимость расчета приземных концентраций по всем веществам представлена в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Выброс вещества г/с	Средневзвешенная высота, м	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
При пробной эксплуатации								
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.121333333		0.3033	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.048992711	0.1207	0.3266	Расчет
0402	Бутан (99)	200			0.025798		0.0001	-
0405	Пентан (450)	100	25		0.0076069		0.000076069	-
0410	Метан (727*)			50	0.00422568	0.3499	0.000084514	-
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			0.0143051		0.001	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	1.164368		0.0233	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.424		0.0141	-
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.00554		0.0185	-
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.00174		0.0087	-
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.00348		0.0058	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.000001167		0.1167	Расчет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			0.304198644		0.3042	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		0.747239067	0.0119	3.7362	Расчет
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.116666667		0.2333	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.001726852		0.2159	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		0.606593778	0.0975	0.1213	Расчет
0403	Гексан (135)	60			0.003307		0.000055117	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.011666667		0.2333	Расчет
При расконсервации								

0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.00885		0.0221	-
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.000762		0.0762	-
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.154428067	0.9990	0.3861	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.061805556	1.0000	0.412	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		0.777388889	0.9859	0.1555	Расчет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.000001483	1.0000	0.1483	Расчет
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.00001625		0.0003	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			0.397535222	0.9017	0.3975	Расчет
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.15	0.05		1.274		8.4933	Расчет
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		0.0151		0.0503	-
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		0.950326333	0.9990	4.7516	Расчет
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.148333333	1.0000	0.2967	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.000000457		0.000057125	-
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.000621		0.0311	-
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.00273		0.0137	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.014833333	1.0000	0.2967	Расчет

Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(\text{Н}_i \cdot \text{М}_i) / \text{Сумма}(\text{М}_i)$, где Н_i - фактическая высота ИЗА, М_i - выброс ЗВ, г/с

2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 \cdot \text{ПДКс.с.}$

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере для района проведения работ представлены в таблице 5.4.2.

Таблица 5.4.2 – Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, АБ	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	+34,4
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-10,4
Среднегодовая роза ветров, %	
С	18
СВ	26
В	13
ЮВ	4
Ю	7
ЮЗ	10
З	13
СЗ	9
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.7
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	8.0

Анализ результатов расчетов приземных концентраций загрязняющих веществ

По результатам расчетов рассеивания за пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

Карты расчетов рассеивания даны в Приложении.

5.5. Классификация объекта согласно Экологического кодекса

Согласно Разделу 2 «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным», приложения 1 Экологического кодекса, данный объект относится к нижеследующему виду деятельности: 2. Недропользование: 2.1. разведка и добыча углеводородов. Согласно Экологическому Кодексу РК относится к I категории.

5.6 Предварительные предложения по установлению нормативов ПДВ

Предварительные нормативы выбросов вредных веществ от источников загрязнения представлены в таблицах 5.6.1-5.6.2.

Таблица 5.6.1.

Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию в период пробной эксплуатации
Пробная эксплуатация в 2022 году

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния ПДВ
		существующее положение		на 2022 год		ПДВ		
		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
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Промплощадка Бастау								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
	0101			0,213333333	5,6064	0,213333333	5,6064	2022
	0102			0,213333333	5,6064	0,213333333	5,6064	2022
	0104			0,213333333	1,0752	0,213333333	1,0752	2022
Итого				0,64	12,288	0,64	12,288	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
	0101			0,034666667	0,91104	0,034666667	0,91104	2022
	0102			0,034666667	0,91104	0,034666667	0,91104	2022
	0104			0,034666667	0,17472	0,034666667	0,17472	2022
Итого				0,104	1,9968	0,104	1,9968	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
	0101			0,013888889	0,3504	0,013888889	0,3504	2022
	0102			0,013888889	0,3504	0,013888889	0,3504	2022
	0104			0,013888889	0,0672	0,013888889	0,0672	2022
Итого				0,0416667	0,768	0,0416667	0,768	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера(516)								
	0101			0,033333333	0,876	0,033333333	0,876	2022
	0102			0,033333333	0,876	0,033333333	0,876	2022
	0104			0,033333333	0,168	0,033333333	0,168	2022
Итого				0,1	1,92	0,1	1,92	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
	0101			0,172222222	4,5552	0,172222222	4,5552	2022
	0102			0,172222222	4,5552	0,172222222	4,5552	2022

	0104			0,172222222	0,8736	0,172222222	0,8736	2022
Итого				0,5166667	9,984	0,5166667	9,984	
(0410) Метан (727*)								
	0103			43,278	0,03116	43,278	0,03116	2022
Итого				43,278	0,03116	43,278	0,03116	
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
	0103			1,8762	0,001350864	1,8762	0,001350864	2022
Итого				1,8762	0,0013509	1,8762	0,0013509	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
	0101			3,3333E-07	0,000009636	3,3333E-07	0,000009636	2022
	0102			3,3333E-07	0,000009636	3,3333E-07	0,000009636	2022
	0104			3,3333E-07	0,000001848	3,3333E-07	0,000001848	2022
Итого				0,000001	0,0000211	0,000001	0,0000211	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
	0101			0,003333333	0,0876	0,003333333	0,0876	2022
	0102			0,003333333	0,0876	0,003333333	0,0876	2022
	0104			0,003333333	0,0168	0,003333333	0,0168	2022
Итого				0,01	0,192	0,01	0,192	
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
	0103			0,549	0,000395	0,549	0,000395	2022
Итого				0,549	0,000395	0,549	0,000395	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды)(10)								
	0101			0,080555556	2,1024	0,080555556	2,1024	2022
	0102			0,080555556	2,1024	0,080555556	2,1024	2022
	0104			0,080555556	0,4032	0,080555556	0,4032	2022
Итого				0,2416667	4,608	0,2416667	4,608	
Итого по организованным источникам:				47,357201	31,78972698	47,357201	31,78972698	
Т в е р д ы е:				0,041667666	0,76802112	0,041667666	0,76802112	
Газообразные, ж и д к и е:				47,31553333	31,02170586	47,31553333	31,02170586	
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								
Промплощадка Бастау								
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
	6102			0,0002825	0,0089286	0,0002825	0,0089286	2022
	6103			0,0001059	0,0033679	0,0001059	0,0033679	2022
	6105			0,0001412	0,0044872	0,0001412	0,0044872	2022
	6106			0,0001412	0,0044872	0,0001412	0,0044872	2022
	6107			0,0001059	0,0033679	0,0001059	0,0033679	2022

	6108			1,523E-07	0,00000249	1,523E-07	0,00000249	2022
	6111			0,000475	0,000912	0,000475	0,000912	2022
	6112			0,000475	0,000912	0,000475	0,000912	2022
Итого				0,0017269	0,0264653	0,0017269	0,0264653	
(0402) Бутан (99)								
	6101			0,00513	0,216753	0,00513	0,216753	2022
	6104			0,002566	0,081676	0,002566	0,081676	2022
Итого				0,007696	0,298429	0,007696	0,298429	
(0403) Гексан (135)								
	6101			0,001715	0,072452	0,001715	0,072452	2022
	6104			0,000857	0,027226	0,000857	0,027226	2022
Итого				0,002572	0,099678	0,002572	0,099678	
(0405) Пентан (450)								
	6101			0,001368	0,0577605	0,001368	0,0577605	2022
	6102			0,0002793	0,0088184	0,0002793	0,0088184	2022
	6103			0,0001047	0,0033276	0,0001047	0,0033276	2022
	6104			0,000684	0,02175	0,000684	0,02175	2022
	6105			0,0001397	0,0044428	0,0001397	0,0044428	2022
	6106			0,0001397	0,0044428	0,0001397	0,0044428	2022
	6107			0,0001047	0,0033276	0,0001047	0,0033276	2022
Итого				0,0028201	0,1038697	0,0028201	0,1038697	
(0410) Метан (727*)								
	6102			0,001488	0,046998	0,001488	0,046998	2022
	6103			0,000558	0,017747	0,000558	0,017747	2022
	6105			0,000744	0,023656	0,000744	0,023656	2022
	6106			0,000744	0,023656	0,000744	0,023656	2022
	6107			0,000558	0,017747	0,000558	0,017747	2022
Итого				0,004092	0,129804	0,004092	0,129804	
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
	6101			0,00271	0,114514	0,00271	0,114514	2022
	6102			0,000403	0,0127265	0,000403	0,0127265	2022
	6103			0,000151	0,0047997	0,000151	0,0047997	2022
	6104			0,001355	0,043057	0,001355	0,043057	2022
	6105			0,0002013	0,006403	0,0002013	0,006403	2022
	6106			0,0002013	0,006403	0,0002013	0,006403	2022
	6107			0,000151	0,0047997	0,000151	0,0047997	2022
Итого				0,0051726	0,1927029	0,0051726	0,1927029	

(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
	6102			0,00668	0,21114	0,00668	0,21114	2022
	6103			0,002504	0,079659	0,002504	0,079659	2022
	6105			0,00334	0,10618	0,00334	0,10618	2022
	6106			0,00334	0,10618	0,00334	0,10618	2022
	6107			0,002504	0,079659	0,002504	0,079659	2022
	6111			0,573	1,101	0,573	1,101	2022
	6112			0,573	1,101	0,573	1,101	2022
Итого				1,164368	2,784818	1,164368	2,784818	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
	6111			0,212	0,407	0,212	0,407	2022
	6112			0,212	0,407	0,212	0,407	2022
Итого				0,424	0,814	0,424	0,814	
(0602) Бензол (64)								
	6111			0,00277	0,00532	0,00277	0,00532	2022
	6112			0,00277	0,00532	0,00277	0,00532	2022
Итого				0,00554	0,01064	0,00554	0,01064	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
	6111			0,00087	0,001672	0,00087	0,001672	2022
	6112			0,00087	0,001672	0,00087	0,001672	2022
Итого				0,00174	0,003344	0,00174	0,003344	
(0621) Метилбензол (349)								
	6111			0,00174	0,003344	0,00174	0,003344	2022
	6112			0,00174	0,003344	0,00174	0,003344	2022
Итого				0,00348	0,006688	0,00348	0,006688	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды)(10)								
	6108			0,0000542	0,000887	0,0000542	0,000887	2022
	6109			0,0111	0,3504	0,0111	0,3504	2022
	6110			0,0111	0,3504	0,0111	0,3504	2022
Итого				0,0222542	0,701687	0,0222542	0,701687	
Итого по неорганизованным источникам:				1,645461752	5,17212589	1,645461752	5,17212589	
Т в е р д ы е:								
Газообразные, ж и д к и е:				1,645461752	5,17212589	1,645461752	5,17212589	
Всего по предприятию:				49,00266275	36,96185287	49,00266275	36,96185287	
Т в е р д ы е:				0,041667666	0,76802112	0,041667666	0,76802112	
Газообразные, ж и д к и е:				48,96099508	36,19383175	48,96099508	36,19383175	

Пробная эксплуатация в 2023 году

Производство цех, участок		Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ					год дос- тиже ния ПДВ	
			существующее положение		на 2023 год		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1		2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Промплощадка Бастау									
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)									
	0101			0,213333333	5,6064	0,213333333	5,6064	2023	
	0102			0,213333333	5,6064	0,213333333	5,6064	2023	
	0104			0,213333333	1,0752	0,213333333	1,0752	2023	
Итого					0,64	12,288	0,64	12,288	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)									
	0101			0,034666667	0,91104	0,034666667	0,91104	2023	
	0102			0,034666667	0,91104	0,034666667	0,91104	2023	
	0104			0,034666667	0,17472	0,034666667	0,17472	2023	
Итого					0,104	1,9968	0,104	1,9968	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)									
	0101			0,013888889	0,3504	0,013888889	0,3504	2023	
	0102			0,013888889	0,3504	0,013888889	0,3504	2023	
	0104			0,013888889	0,0672	0,013888889	0,0672	2023	
Итого					0,0416667	0,768	0,0416667	0,768	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера(516)									
	0101			0,033333333	0,876	0,033333333	0,876	2023	
	0102			0,033333333	0,876	0,033333333	0,876	2023	
	0104			0,033333333	0,168	0,033333333	0,168	2023	
Итого					0,1	1,92	0,1	1,92	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)									
	0101			0,172222222	4,5552	0,172222222	4,5552	2023	
	0102			0,172222222	4,5552	0,172222222	4,5552	2023	
	0104			0,172222222	0,8736	0,172222222	0,8736	2023	
Итого					0,5166667	9,984	0,5166667	9,984	
(0410) Метан (727*)									
	0103				43,278	0,03116	43,278	0,03116	2023
Итого					43,278	0,03116	43,278	0,03116	

(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
	0103			1,8762	0,001350864	1,8762	0,001350864	2023
Итого				1,8762	0,0013509	1,8762	0,0013509	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
	0101			3,3333E-07	0,000009636	3,3333E-07	0,000009636	2023
	0102			3,3333E-07	0,000009636	3,3333E-07	0,000009636	2023
	0104			3,3333E-07	0,000001848	3,3333E-07	0,000001848	2023
Итого				0,000001	0,0000211	0,000001	0,0000211	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
	0101			0,003333333	0,0876	0,003333333	0,0876	2023
	0102			0,003333333	0,0876	0,003333333	0,0876	2023
	0104			0,003333333	0,0168	0,003333333	0,0168	2023
Итого				0,01	0,192	0,01	0,192	
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
	0103			0,549	0,000395	0,549	0,000395	2023
Итого				0,549	0,000395	0,549	0,000395	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды)(10)								
	0101			0,080555556	2,1024	0,080555556	2,1024	2023
	0102			0,080555556	2,1024	0,080555556	2,1024	2023
	0104			0,080555556	0,4032	0,080555556	0,4032	2023
Итого				0,2416667	4,608	0,2416667	4,608	
Итого по организованным источникам:				47,357201	31,78972698	47,357201	31,78972698	
Т в е р д ы е:				0,041667666	0,76802112	0,041667666	0,76802112	
Газообразные, ж и д к и е:				47,31553333	31,02170586	47,31553333	31,02170586	
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								
Промплощадка Бастау								
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
	6102			0,0002825	0,0089286	0,0002825	0,0089286	2023
	6103			0,0001059	0,0033679	0,0001059	0,0033679	2023
	6105			0,0001412	0,0044872	0,0001412	0,0044872	2023
	6106			0,0001412	0,0044872	0,0001412	0,0044872	2023
	6107			0,0001059	0,0033679	0,0001059	0,0033679	2023
	6108			1,523E-07	0,00000249	1,523E-07	0,00000249	2023
	6111			0,000475	0,000852	0,000475	0,000852	2023
	6112			0,000475	0,000852	0,000475	0,000852	2023
Итого				0,0017269	0,0263453	0,0017269	0,0263453	
(0402) Бутан (99)								

	6101			0,00513	0,216753	0,00513	0,216753	2023
	6104			0,002566	0,081676	0,002566	0,081676	2023
Итого				0,007696	0,298429	0,007696	0,298429	
(0403) Гексан (135)								
	6101			0,001715	0,072452	0,001715	0,072452	2023
	6104			0,000857	0,027226	0,000857	0,027226	2023
Итого				0,002572	0,099678	0,002572	0,099678	
(0405) Пентан (450)								
	6101			0,001368	0,0577605	0,001368	0,0577605	2023
	6102			0,0002793	0,0088184	0,0002793	0,0088184	2023
	6103			0,0001047	0,0033276	0,0001047	0,0033276	2023
	6104			0,000684	0,02175	0,000684	0,02175	2023
	6105			0,0001397	0,0044428	0,0001397	0,0044428	2023
	6106			0,0001397	0,0044428	0,0001397	0,0044428	2023
	6107			0,0001047	0,0033276	0,0001047	0,0033276	2023
Итого				0,0028201	0,1038697	0,0028201	0,1038697	2023
(0410) Метан (727*)								
	6102			0,001488	0,046998	0,001488	0,046998	2023
	6103			0,000558	0,017747	0,000558	0,017747	2023
	6105			0,000744	0,023656	0,000744	0,023656	2023
	6106			0,000744	0,023656	0,000744	0,023656	2023
	6107			0,000558	0,017747	0,000558	0,017747	2023
Итого				0,004092	0,129804	0,004092	0,129804	
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
	6101			0,00271	0,114514	0,00271	0,114514	2023
	6102			0,000403	0,0127265	0,000403	0,0127265	2023
	6103			0,000151	0,0047997	0,000151	0,0047997	2023
	6104			0,001355	0,043057	0,001355	0,043057	2023
	6105			0,0002013	0,006403	0,0002013	0,006403	2023
	6106			0,0002013	0,006403	0,0002013	0,006403	2023
	6107			0,000151	0,0047997	0,000151	0,0047997	2023
Итого				0,0051726	0,1927029	0,0051726	0,1927029	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
	6102			0,00668	0,21114	0,00668	0,21114	2023
	6103			0,002504	0,079659	0,002504	0,079659	2023
	6105			0,00334	0,10618	0,00334	0,10618	2023
	6106			0,00334	0,10618	0,00334	0,10618	2023

	6107			0,002504	0,079659	0,002504	0,079659	2023
	6111			0,573	1,029	0,573	1,029	2023
	6112			0,573	1,029	0,573	1,029	2023
Итого				1,164368	2,640818	1,164368	2,640818	2023
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
	6111			0,212	0,3806	0,212	0,3806	2023
	6112			0,212	0,3806	0,212	0,3806	2023
Итого				0,424	0,7612	0,424	0,7612	
(0602) Бензол (64)								
	6111			0,00277	0,00497	0,00277	0,00497	2023
	6112			0,00277	0,00497	0,00277	0,00497	2023
Итого				0,00554	0,00994	0,00554	0,00994	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
	6111			0,00087	0,001562	0,00087	0,001562	2023
	6112			0,00087	0,001562	0,00087	0,001562	2023
Итого				0,00174	0,003124	0,00174	0,003124	
(0621) Метилбензол (349)								
	6111			0,00174	0,003124	0,00174	0,003124	2023
	6112			0,00174	0,003124	0,00174	0,003124	2023
Итого				0,00348	0,006248	0,00348	0,006248	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды(10)								
	6108			0,0000542	0,000887	0,0000542	0,000887	2023
	6109			0,0111	0,3504	0,0111	0,3504	2023
	6110			0,0111	0,3504	0,0111	0,3504	2023
Итого				0,0222542	0,701687	0,0222542	0,701687	
Итого по неорганизованным источникам:				1,645461752	4,97384589	1,645461752	4,97384589	
Т в е р д ы е:								
Газообразные, ж и д к и е:				1,645461752	4,97384589	1,645461752	4,97384589	
Всего по предприятию:				49,00266275	36,76357287	49,00266275	36,76357287	
Т в е р д ы е:				0,041667666	0,76802112	0,041667666	0,76802112	
Газообразные, ж и д к и е:				48,96099508	35,99555175	48,96099508	35,99555175	

Пробная эксплуатация в 2024 году

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния ПДВ
		существующее положение		на 2024 год		ПДВ		
		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
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Промплощадка Бастау								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
	0101			0,213333333	5,6064	0,213333333	5,6064	2024
	0102			0,213333333	5,6064	0,213333333	5,6064	2024
	0104			0,213333333	1,0752	0,213333333	1,0752	2024
Итого				0,64	12,288	0,64	12,288	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
	0101			0,034666667	0,91104	0,034666667	0,91104	2024
	0102			0,034666667	0,91104	0,034666667	0,91104	2024
	0104			0,034666667	0,17472	0,034666667	0,17472	2024
Итого				0,104	1,9968	0,104	1,9968	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
	0101			0,013888889	0,3504	0,013888889	0,3504	2024
	0102			0,013888889	0,3504	0,013888889	0,3504	2024
	0104			0,013888889	0,0672	0,013888889	0,0672	2024
Итого				0,0416667	0,768	0,0416667	0,768	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера(516)								
	0101			0,033333333	0,876	0,033333333	0,876	2024
	0102			0,033333333	0,876	0,033333333	0,876	2024
	0104			0,033333333	0,168	0,033333333	0,168	2024
Итого				0,1	1,92	0,1	1,92	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
	0101			0,172222222	4,5552	0,172222222	4,5552	2024
	0102			0,172222222	4,5552	0,172222222	4,5552	2024
	0104			0,172222222	0,8736	0,172222222	0,8736	2024
Итого				0,5166667	9,984	0,5166667	9,984	
(0410) Метан (727*)								
	0103			43,278	0,03116	43,278	0,03116	2024

Итого				43,278	0,03116	43,278	0,03116	
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
	0103			1,8762	0,001350864	1,8762	0,001350864	2024
Итого				1,8762	0,0013509	1,8762	0,0013509	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
	0101			3,3333E-07	0,000009636	3,3333E-07	0,000009636	2024
	0102			3,3333E-07	0,000009636	3,3333E-07	0,000009636	2024
	0104			3,3333E-07	0,000001848	3,3333E-07	0,000001848	2024
Итого				0,000001	0,0000211	0,000001	0,0000211	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
	0101			0,003333333	0,0876	0,003333333	0,0876	2024
	0102			0,003333333	0,0876	0,003333333	0,0876	2024
	0104			0,003333333	0,0168	0,003333333	0,0168	2024
Итого				0,01	0,192	0,01	0,192	
(1401) Пропан-2-он (Ацетон) (470)								
	0103			0,549	0,000395	0,549	0,000395	2024
Итого				0,549	0,000395	0,549	0,000395	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды)(10)								
	0101			0,080555556	2,1024	0,080555556	2,1024	2024
	0102			0,080555556	2,1024	0,080555556	2,1024	2024
	0104			0,080555556	0,4032	0,080555556	0,4032	2024
Итого				0,2416667	4,608	0,2416667	4,608	
Итого по организованным источникам:				47,357201	31,78972698	47,357201	31,78972698	
Т в е р д ы е:				0,041667666	0,76802112	0,041667666	0,76802112	
Газообразные, ж и д к и е:				47,31553333	31,02170586	47,31553333	31,02170586	
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								
Промплощадка Бастау								
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
	6102			0,0002825	0,0089286	0,0002825	0,0089286	2024
	6103			0,0001059	0,0033679	0,0001059	0,0033679	2024
	6105			0,0001412	0,0044872	0,0001412	0,0044872	2024
	6106			0,0001412	0,0044872	0,0001412	0,0044872	2024
	6107			0,0001059	0,0033679	0,0001059	0,0033679	2024
	6108			1,523E-07	0,00000249	1,523E-07	0,00000249	2024
	6111			0,000475	0,000852	0,000475	0,000852	2024
	6112			0,000475	0,000852	0,000475	0,000852	2024
Итого				0,0017269	0,0263453	0,0017269	0,0263453	

(0402) Бутан (99)								
	6101			0,00513	0,216753	0,00513	0,216753	2024
	6104			0,002566	0,081676	0,002566	0,081676	2024
Итого				0,007696	0,298429	0,007696	0,298429	
(0403) Гексан (135)								
	6101			0,001715	0,072452	0,001715	0,072452	2024
	6104			0,000857	0,027226	0,000857	0,027226	2024
Итого				0,002572	0,099678	0,002572	0,099678	
(0405) Пентан (450)								
	6101			0,001368	0,0577605	0,001368	0,0577605	2024
	6102			0,0002793	0,0088184	0,0002793	0,0088184	2024
	6103			0,0001047	0,0033276	0,0001047	0,0033276	2024
	6104			0,000684	0,02175	0,000684	0,02175	2024
	6105			0,0001397	0,0044428	0,0001397	0,0044428	2024
	6106			0,0001397	0,0044428	0,0001397	0,0044428	2024
	6107			0,0001047	0,0033276	0,0001047	0,0033276	2024
Итого				0,0028201	0,1038697	0,0028201	0,1038697	
(0410) Метан (727*)								
	6102			0,001488	0,046998	0,001488	0,046998	2024
	6103			0,000558	0,017747	0,000558	0,017747	2024
	6105			0,000744	0,023656	0,000744	0,023656	2024
	6106			0,000744	0,023656	0,000744	0,023656	2024
	6107			0,000558	0,017747	0,000558	0,017747	2024
Итого				0,004092	0,129804	0,004092	0,129804	
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
	6101			0,00271	0,114514	0,00271	0,114514	2024
	6102			0,000403	0,0127265	0,000403	0,0127265	2024
	6103			0,000151	0,0047997	0,000151	0,0047997	2024
	6104			0,001355	0,043057	0,001355	0,043057	2024
	6105			0,0002013	0,006403	0,0002013	0,006403	2024
	6106			0,0002013	0,006403	0,0002013	0,006403	2024
	6107			0,000151	0,0047997	0,000151	0,0047997	2024
Итого				0,0051726	0,1927029	0,0051726	0,1927029	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
	6102			0,00668	0,21114	0,00668	0,21114	2024
	6103			0,002504	0,079659	0,002504	0,079659	2024
	6105			0,00334	0,10618	0,00334	0,10618	2024

	6106			0,00334	0,10618	0,00334	0,10618	2024
	6107			0,002504	0,079659	0,002504	0,079659	2024
	6111			0,573	1,029	0,573	1,029	2024
	6112			0,573	1,029	0,573	1,029	2024
Итого				1,164368	2,640818	1,164368	2,640818	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
	6111			0,212	0,3806	0,212	0,3806	2024
	6112			0,212	0,3806	0,212	0,3806	2024
Итого				0,424	0,7612	0,424	0,7612	
(0602) Бензол (64)								
	6111			0,00277	0,00497	0,00277	0,00497	2024
	6112			0,00277	0,00497	0,00277	0,00497	2024
Итого				0,00554	0,00994	0,00554	0,00994	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
	6111			0,00087	0,001562	0,00087	0,001562	2024
	6112			0,00087	0,001562	0,00087	0,001562	2024
Итого				0,00174	0,003124	0,00174	0,003124	
(0621) Метилбензол (349)								
	6111			0,00174	0,003124	0,00174	0,003124	2024
	6112			0,00174	0,003124	0,00174	0,003124	2024
Итого				0,00348	0,006248	0,00348	0,006248	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды)(10)								
	6108			0,0000542	0,000887	0,0000542	0,000887	2024
	6109			0,0111	0,3504	0,0111	0,3504	2024
	6110			0,0111	0,3504	0,0111	0,3504	2024
Итого				0,0222542	0,701687	0,0222542	0,701687	
Итого по неорганизованным источникам:				1,645461752	4,97384589	1,645461752	4,97384589	
Т в е р д ы е:								
Газообразные, ж и д к и е:				1,645461752	4,97384589	1,645461752	4,97384589	
Всего по предприятию:				49,00266275	36,76357287	49,00266275	36,76357287	
Т в е р д ы е:				0,041667666	0,76802112	0,041667666	0,76802112	
Газообразные, ж и д к и е:				48,96099508	35,99555175	48,96099508	35,99555175	

При проведении расконсервации скважин в 2022 году

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								год дос- тиже ния ПДВ
		существующее положение		на 2022 год				ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и										
Расконсервация										
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
	0001			0,213333333	0,24192	0,426666667	0,48384	0,426666667	0,48384	2022
	0002			0,360533333	0,43776	0,721066667	0,87552	0,721066667	0,87552	2022
	0003			0,375466667	0,43776	0,750933333	0,87552	0,750933333	0,87552	2022
Итого				0,9493333	1,11744	1,8986666	2,23488	1,8986666	2,23488	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)										
	0001			0,034666667	0,039312	0,069333333	0,078624	0,069333333	0,078624	2022
	0002			0,058586667	0,071136	0,117173333	0,142272	0,117173333	0,142272	2022
	0003			0,061013333	0,071136	0,122026667	0,142272	0,122026667	0,142272	2022
Итого				0,1542667	0,181584	0,3085334	0,363168	0,3085334	0,363168	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)										
	0001			0,013888889	0,01512	0,027777778	0,03024	0,027777778	0,03024	2022
	0002			0,023472222	0,02736	0,046944444	0,05472	0,046944444	0,05472	2022
	0003			0,024444444	0,02736	0,048888889	0,05472	0,048888889	0,05472	2022
Итого				0,0618056	0,06984	0,1236112	0,13968	0,1236112	0,13968	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера(516)										
	0001			0,033333333	0,0378	0,066666667	0,0756	0,066666667	0,0756	2022
	0002			0,056333333	0,0684	0,112666667	0,1368	0,112666667	0,1368	2022
	0003			0,058666667	0,0684	0,117333333	0,1368	0,117333333	0,1368	2022
Итого				0,1483333	0,1746	0,2966666	0,3492	0,2966666	0,3492	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)										
	0001			0,172222222	0,19656	0,344444444	0,39312	0,344444444	0,39312	2022
	0002			0,291055556	0,35568	0,582111111	0,71136	0,582111111	0,71136	2022
	0003			0,303111111	0,35568	0,606222222	0,71136	0,606222222	0,71136	2022
Итого				0,7663889	0,90792	1,5327778	1,81584	1,5327778	1,81584	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)										
	0001			3,3333E-07	4,158E-07	6,6666E-07	8,316E-07	6,6666E-07	8,316E-07	2022

	0002			5,6333E-07	7,524E-07	1,1266E-06	1,5048E-06	1,1266E-06	1,5048E-06	2022
	0003			5,8667E-07	7,524E-07	1,17334E-06	1,5048E-06	1,17334E-06	1,5048E-06	2022
Итого				0,0000015	0,0000019	0,000003	0,0000038	0,000003	0,0000038	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)										
	0001			0,003333333	0,00378	0,006666667	0,00756	0,006666667	0,00756	2022
	0002			0,005633333	0,00684	0,011266667	0,01368	0,011266667	0,01368	2022
	0003			0,005866667	0,00684	0,011733333	0,01368	0,011733333	0,01368	2022
Итого				0,0148333	0,01746	0,0296666	0,03492	0,0296666	0,03492	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды)(10)										
	0001			0,080555556	0,09072	0,161111111	0,18144	0,161111111	0,18144	2022
	0002			0,136138889	0,16416	0,272277778	0,32832	0,272277778	0,32832	2022
	0003			0,141777778	0,16416	0,283555556	0,32832	0,283555556	0,32832	2022
Итого				0,3584722	0,41904	0,7169444	0,83808	0,7169444	0,83808	
Итого по организованным источникам:				2,453434816	2,887885921	4,906869632	5,775771841	4,906869632	5,775771841	
Т в е р д ы е:				0,061807038	0,069841921	0,123614076	0,139683841	0,123614076	0,139683841	
Газообразные, ж и д к и е:				2,391627778	2,818044	4,783255556	5,636088	4,783255556	5,636088	
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										
СМР и подготовительные работы										
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа(274)										
	6001			0,00885	0,00535	0,0177	0,0107	0,0177	0,0107	2022
Итого				0,00885	0,00535	0,0177	0,0107	0,0177	0,0107	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца(327)										
	6001			0,000762	0,00046	0,001524	0,00092	0,001524	0,00092	2022
Итого				0,000762	0,00046	0,001524	0,00092	0,001524	0,00092	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
	6001			0,000993	0,0006	0,001986	0,0012	0,001986	0,0012	2022
Итого				0,000993	0,0006	0,001986	0,0012	0,001986	0,0012	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)										
	6001			0,0001614	0,0000975	0,0003228	0,000195	0,0003228	0,000195	2022
Итого				0,0001614	0,0000975	0,0003228	0,000195	0,0003228	0,000195	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)										
	6001			0,011	0,00665	0,022	0,0133	0,022	0,0133	2022
Итого				0,011	0,00665	0,022	0,0133	0,022	0,0133	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на(617)										
	6001			0,000621	0,000375	0,001242	0,00075	0,001242	0,00075	2022
Итого				0,000621	0,000375	0,001242	0,00075	0,001242	0,00075	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия)(615)										

	6001			0,00273	0,00165	0,00546	0,0033	0,00546	0,0033	2022
Итого				0,00273	0,00165	0,00546	0,0033	0,00546	0,0033	
(2907) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:(493)										
	6002			1,274	0,771	2,548	1,542	2,548	1,542	2022
Итого				1,274	0,771	2,548	1,542	2,548	1,542	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %:(494)										
	6001			0,00116	0,0007	0,00232	0,0014	0,00232	0,0014	2022
	6003			0,01394	0,00843	0,02788	0,01686	0,02788	0,01686	2022
Итого				0,0151	0,00913	0,0302	0,01826	0,0302	0,01826	
Расконсервация										
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)										
	6004			0,000000457	0,00000222	0,000000914	0,00000444	0,000000914	0,00000444	2022
Итого				0,0000005	0,0000022	0,000001	0,0000044	0,000001	0,0000044	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное,(716*)										
	6006			0,00001625	0,000146	0,0000325	0,000292	0,0000325	0,000292	2022
Итого				0,0000163	0,000146	0,0000326	0,000292	0,0000326	0,000292	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды(10)										
	6004			0,000163	0,00079	0,000326	0,00158	0,000326	0,00158	2022
	6005			0,0111	0,0144	0,0222	0,0288	0,0222	0,0288	2022
Итого				0,011263	0,01519	0,022526	0,03038	0,022526	0,03038	
Итого по неорганизованным источникам:				1,325497107	0,81065072	2,650994214	1,62130144	2,650994214	1,62130144	
Т в е р д ы е:				1,301442	0,78759	2,602884	1,57518	2,602884	1,57518	
Газообразные, ж и д к и е:				0,024055107	0,02306072	0,048110214	0,04612144	0,048110214	0,04612144	
Всего по предприятию:				3,778931923	3,698536641	7,557863846	7,397073281	7,557863846	7,397073281	
Т в е р д ы е:				1,363249038	0,857431921	2,726498076	1,714863841	2,726498076	1,714863841	
Газообразные, ж и д к и е:				2,415682885	2,84110472	4,83136577	5,68220944	4,83136577	5,68220944	

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- внедрение методов испытания и освоения скважин с минимальным выбросом веществ в атмосферу;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийный ситуации.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

5.6.1 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

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 оценочных работах на месторождении 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 регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- 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.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20%.

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 погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

5.6.2 Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допускать разлива ГСМ;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

5.7 Водопотребление и водоотведение.

Водопотребление. Снабжение питьевой водой обслуживающего персонала, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылках блоками с близлежащего населенного пункта. Воду будут поставлять согласно договору подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г.

Вода для хоз. бытовых и технических нужд привозится также согласно договору подрядной организацией с близлежащего населенного пункта. Техническая вода используется для полива территории и создания резерва воды в противопожарных целях.

Обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником. Имеется столовая, прачечная и биотуалет.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, при эксплуатации составляет - 5 человек, при расконсервации скважин – 10 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вывоз сточных вод осуществляется по договору со сторонней специализированной организацией.

Предварительный расчет норм водопотребления и водоотведения при эксплуатации месторождения производится согласно СНиП 2.04.01-85, СНиП 2.04.03-85, СНиП 3.05.04-85, СНиП РК 4.01-02-2009:

5.7.1 – Баланс водоотведения и водопотребления при расконсервации одной скважины

Потребитель	Норма водопотребление, м³	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/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.

Таблица 5.7.2 – Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения Бастау

Потребитель	Норма водопотреб- ление, м3	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
На 2022 год							
Питьевые нужды	0,125	5	365	0,625	228,125	0,5	182,5
Бытовые нужды	0,015	5	365	0,075	27,375	0,06	21,9
Всего	-			0,7	255,5	0,56	204,4
Технические нужды	1,63	-	365	1,63	594,95	1,304	475,96
Всего:	-	-	-	1,63	594,95	1,304	475,96
Итого:				2,33	850,45	1,864	680,36
На 2023 год							
Питьевые нужды	0,125	5	365	0,625	228,125	0,5	182,5
Бытовые нужды	0,015	5	365	0,075	27,375	0,06	21,9
Всего	-			0,7	255,5	0,56	204,4
Технические нужды	1,63	-	365	1,63	594,95	1,304	475,96

Всего:	-	-	-	1,63	594,95	1,304	475,96
Итого:				2,33	850,45	1,864	680,36
На 2024 год							
Питьевые нужды	0,125	5	365	0,625	228,125	0,5	182,5
Бытовые нужды	0,015	5	365	0,075	27,375	0,06	21,9
Всего	-			0,7	255,5	0,56	204,4
Технические нужды	1,63	-	365	1,63	594,95	1,304	475,96
Всего:	-	-	-	1,63	594,95	1,304	475,96
Итого:				2,33	850,45	1,864	680,36

Сточная вода из умывальников, душевых и кухни будет собираться по системе труб, и собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями. Далее направляются на очистные сооружения соседнего месторождения Ащисай. Образованные производственные сточные воды будут вывозиться по договору специализированной организацией.

5.7.1. Характеристика воздействия на водные ресурсы. Аварийные ситуации.

Возможные воздействия на водные ресурсы при разработке месторождения заключаются в потреблении водных ресурсов, загрязнении и истощении подземных вод за счет инициирования межпластовых перетоков.

Основными источниками загрязнения водных ресурсов в процессе проведения работ могут быть:

- склад горючесмазочных материалов;
- загрязненные участки площадки проведения работ.

Причины загрязнения территории можно разделить на следующие:

- эксплуатационные – очистка сеток вибросит, мытье оборудования, удаление отработанной воды из системы охлаждения;
- аварийные – неисправность запорной аппаратуры, коррозия труб, попадание стоков нефтепромысла в наземные воды путём плоскостного смыва во время дождей и таяния снега;

Изменение окружающей природной среды при водохозяйственной деятельности возможно при аварийных ситуациях. К таким изменениям можно отнести:

- размыв грунт, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод, и образование заболоченности при утечке воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных по поверхности земли;
- растекание производственных, бытовых и химически загрязненных жидкостей по территории скважины, которое может произойти при повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод. При растекании сточных вод по территории скважины, связанной с контактом людей, возможно возникновение инфекционных заболеваний, связанное с бактериальным загрязнением, а также проявление аллергических реакций у обслуживающего персонала.
- изменение условий естественного стока снеготалых вод и атмосферных осадков (их инфильтрация) и, следовательно, условия формирования подземных вод в период проведения работ.

Все эти изменения будут иметь локальный характер и слабую степень воздействия.

5.7.2. Мероприятия по охране водных ресурсов

Для уменьшения загрязнения окружающей территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- соблюдение технологического регламента при проведении работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Для предупреждения аварийных ситуаций, будут выполняться мероприятия, предусмотренные в техническом проекте, следующего характера:

- соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и оборудования;
- аккумулирование случайных проливов жидких продуктов и возвращение их в систему;
- запрещение аварийных сбросов сточных вод или других опасных жидкостей на рельеф местности;
- разработка специализированного плана аварийного реагирования (мероприятия по ограничению, ликвидации последствий потенциально возможной аварии);
- наличие необходимых технических средств, для удаления загрязняющих веществ;
- проведение планового профилактического ремонта оборудования;
- автоматизация систем противоаварийной защиты технологических процессов, использование предупредительной и предаварийной сигнализации.

5.7.3. Подземные воды.

Источники воздействия

Основными источниками воздействия на подземные воды в процессе проектируемых работ являются:

- разливы горючесмазочных материалов;
- блок сбора и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод.

Воздействие на грунтовые воды

Загрязнение подземных вод вследствие нарушения естественной (природной) целостности гидрогеологических структур зависит от соблюдения избранной безопасной технологии эксплуатации месторождения. В этом случае наиболее опасной является неуправляемый прорыв или выбросы нефти и газа прежде всего для вышележащих водоносных горизонтов.

Загрязнение подземных вод часто происходит за счет поверхностных утечек и проникновения загрязнителей из временных и постоянных хранилищ отходов.

При проведении работ возможно проявление следующих воздействий на подземные воды:

- загрязнение верхних водоносных горизонтов нефтепродуктами, вследствие перетоков по некачественно изолированному затрубному пространству скважин;

- загрязнение первых от поверхности водоносных горизонтов из-за утечек сточных вод, прорывов отходов работ из временных хранилищ, при аварийном фонтанировании скважин;

В случае проникновения нефтяного загрязнения до зеркала грунтовых вод в водоносном горизонте начинает формироваться ореол рассеяния углеводородов с постепенным разделением на зоны: в первой, нефть находится в виде пленки, толщина которой зависит от ее плотности и объемов поступления из зоны аэрации. Во второй, наблюдается образование водонефтяной эмульсии, в третьей углеводороды находятся в водорастворенном состоянии.

Такая дифференциация углеводородов в подземных водах может видоизменяться в случаях различного состава нефти, ее растворимости в пластовых водах и сорбционных свойств почво-грунтов зоны аэрации и водовмещающих пород водоносного горизонта.

Наиболее подвержены загрязнению грунтовые воды четвертичных отложений, где водоносные горизонты расположены близко к поверхности и отсутствуют мощные глинистые отложения, предохраняющие водоносные горизонты (низкая естественная защищённость) от влияния воздействия процессов эксплуатации.

Проникновение загрязнителей в водоносные горизонты происходит за счет просачивания технологических стоков через слабопроницаемые слои и литологические окна. Поступление в грунтовые воды загрязнителей, содержащихся в сточных растворах, приводит к изменению, окислительно-восстановительной обстановки в ареале фильтрации.

5.8. Программа управления отходами

Настоящим разделом рассматриваются отходы производства и потребления, которые образуются при проведении пробной эксплуатации на месторождении Бастау.

Согласно ГОСТ 30772-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения», отходами производства являются: остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относят образующиеся в процессе производства попутные вещества, не находящие применения в данном производстве.

Отходами потребления являются: остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров (продукции или изделий), частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного или личного потребления (жизнедеятельности), использования или эксплуатации. К отходам потребления относят полуфабрикаты, изделия (продукцию) или продукты, утратившие свои потребительские свойства, установленные в сопроводительной эксплуатационной документации.

В окружающей среде отходы выступают, с одной стороны, как загрязнения, занимающие определенное пространство или оказывающие негативное воздействие на другие живые и неживые объекты субстанции, а с другой стороны, в качестве материальных ресурсов для возможного использования непосредственно после образования, либо соответствующей переработки.

Реализация проекта пробной эксплуатации предполагает образование отходов производства и потребления, источниками которых являются производственные объекты.

В отношении обращения с отходами Заказчик придерживается требований нормативных документов Республики Казахстан по охране окружающей природной среды. Складирование и обезвреживание отходов производится только в разрешенных местах, по согласованию с местными органами.

Характеристика отходов производства и потребления.

В процессе проведения проектируемых работ образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Все работы производятся подрядными организациями.

Отходы образуются:

- в процессе расконсервации скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами являются:

При пробной эксплуатации месторождения

- ТБО;
- промасленная ветошь;
- отработанные люминисцентные лампы;

Все отходы вывозятся подрядными организациями на договорной основе.

При расконсервации скважин

- огарки сварочных электродов;
- твёрдые бытовые отходы (ТБО)

Этапы технологического цикла отходов

Образование отходов

- огарки сварочных электродов образуются при строительно-монтажных работах, при сварочных работах.
- Отработанные люминисцентные лампы образуются от освещения жилых и производственных помещений, офисов.
- Промасляная ветошь образуется при удалении грязи, остатков воды, масла, горючих материалов с оборудования и прочих поверхностей.
- ТБО и пищевые отходы образуются в результате жизнедеятельности работающего персонала.

Сбор или накопление

- Огарки сварочных электродов собираются в металлические контейнеры.
- Отработанные люминисцентные лампы собираются в специальные металлические контейнеры и хранятся в специально отведенном месте.
- Промасляная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, имеющие герметическую крышку и соответствующую маркировку.
- ТБО и пищевые отходы – собираются в специальных контейнерах, размещаемых на отведенных местах на площадке.

Идентификация

- Отходы, образующиеся при проведении проектируемых работ идентифицируются по признакам, параметрам, показателям соответствующие их описанию.

Сортировка (с обезвреживанием)

- Промасляная ветошь собирается отдельно в емкостях.
- Отработанные люминисцентные лампы – собираются отдельно.
- огарки сварочных электродов собираются отдельно.
- ТБО - при образовании бумажные отходы (макулатура) по мере возможности отделяются от общих ТБО. Пищевые отходы отделяются от общего объема ТБО при образовании.

Паспортизация

Паспортизация проводится согласно «Формы паспорта опасных отходов», утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 20 августа 2021 года №335.

Паспортизация отходов будет проведена в соответствии с действующими на момент паспортизации нормативными документами.

Упаковка (и маркировка)

Проведение дополнительных работ по упаковке отходов не требуется, так как предприятие в основном вывозит и складировает отходы на полигоны и накопители, расположенные вне территории предприятия.

Транспортирование

Вывоз всех отходов будет производиться автотранспортом компаний (мусоровозы, бункеровозы/автоплатформы), согласно договорам.

Временное складирование отходов предусматривается в специально отведенных местах на площадке.

Хранение

На площадке скважин все отходы временно хранятся в специально отведенных местах до их вывоза для утилизации и захоронения.

- Огарки сварочных электродов – в контейнере под навесом.
- Отработанные люминисцентные лампы хранятся в металлических контейнерах в строго отведенном месте.
- Промасляная ветошь - хранятся в контейнере под навесом.
- ТБО – хранение в контейнерах по 1 м³ каждый на специальной бетонированной площадке. Контейнеры плотно закрываются крышками и периодически обрабатываются для уничтожения возможных паразитов и болезнетворных организмов. Контейнеры имеют соответствующую маркировку: «для мусора», «для пищевых отходов».

Удаление (утилизация)

- Огарки сварочных электродов – сдача по договору на спецпредприятия.
- ТБО - вывоз на захоронение по договору со специализированной организацией.
- Промасляная ветошь - вывоз на захоронение по договору со специализированной организацией.
- Отработанные аккумуляторы - вывоз на захоронение по договору со специализированной организацией.

Все образующиеся отходы производства и потребления временно складываются на отведенном месте и по мере накопления вывозятся по договорам в специализированные предприятия на переработку или вывоз на утилизацию по договору. При этом, используемый автотранспорт, применяемый при выполнении работ, обслуживаются на соседнем месторождении Ащисай.

Согласно Экологического Кодекса Республики Казахстан все образовавшиеся отходы передаются специализированной организации, которая вывозит отходы с месторождения на собственный полигон, с последующей переработкой, химическим методом на специальной установке.

Предварительный расчет количества образования отходов при пробной эксплуатации месторождения

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется в зависимости от поступающего объема ветоши **Рсв** и содержания в ветоши (**См**) нефтепродукта (12 %) и влаги (**Св**) (15 %) по формуле:

$$P_{отх.в} = R_{св}/(1-C_{м}/100-C_{в}/100)$$

Рсв – сухая ветошь, т;

Ротх.в – промасленная ветошь, т;

• **Расчет отходов промасленной ветоши**

Структура	Кол. Израсходованного обтирочного материала, кг	% содержание нефтепродуктов в отходе	% содержание воды в отходе	Отходы промасленной ветоши, тонн
1	2	3	4	5
ППЭ	30	12	15	0,041

Отработанные люминесцентные лампы.

Для освещения производственных помещений и территории предприятия будут использоваться люминесцентные лампы ЛБ-20, ЛБ-40, ДРЛ-400, общее количество которых, ориентировочно составит 25 шт.

Все перечисленные лампы являются ртутьсодержащими и соответственно отработанные лампы относятся к отходам 1 класса опасности.

Расчёт образования отработанных люминесцентных ламп произведён по формуле из «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Основные показатели взяты из паспортных данных по сроку службы ламп, продолжительности их работы и количеству, установленных на предприятии:

Расчёт образования отработанных люминесцентных ламп произведён по формуле:

$$Q_{рл} = \frac{K_i \cdot \tau_{р.л.} \cdot C}{N_{р.л.}}$$

где:

$Q_{рл}$ – количество ламп, подлежащих утилизации, шт

K_i – количество установленных ламп на предприятии

$\tau_{р.л.}$ – среднее время работы одной лампы в сутки

C – количество дней работы лампы в год, 365

$N_{рл}$ – нормативный срок службы одной лампы.

Расчет количества отработанных люминесцентных ламп

Наименование ламп	Расчет отработанных люминесцентных ламп					Масса отработанных ламп, т/год
	Кол-во установленных ламп на предприятии, шт	Нормативный срок службы одной лампы, час	Время работы лампы в сутки, час	Кол-во отработ. Ламп за год, шт	Масса одной лампы, кг	
T8/F-36WDL	130	10000	10	130	0,16	0,0208

Отработанные лампы будут, временно, хранится в специальном закрытом складском помещении до сдачи их на демеркуризацию.

Всего количество образования отработанных люминисцентных ламп составит – 0,0208 т/год.

Твердо-бытовые отходы

Расчет объемов образования твердых бытовых отходов произведен с учётом жизнедеятельности задействованного персонала: на площадках – 5 человек на месторождении. Период работ составляет максимально 365 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 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:

$$M_{обр} = (0,36 \cdot 3 + 0,26 \cdot 2) / 365 \cdot 365 = 1,6 \text{ т/год.}$$

Предварительный расчет количества образования отходов при расконсервации скважин

При расконсервации скважин будет использоваться промывочная жидкость в объёме 35,5м³. Далее оно будет утилизировано посредством закачки в нагнетательные скважины.

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%. $M = 500 \cdot 15 \cdot 10^{-5} = 0,075$. Объём огарков электродов сварки составляет 0,075 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 площадках - 10 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 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.

$$\text{Количество ТБО составит: } M_{обр} = (0,36 \cdot 7 + 0,26 \cdot 3) / 365 \cdot 22 = 0,199 \text{ т/год.}$$

Таблица 5.8.1- Предварительные нормативы размещения отходов при пробной эксплуатации месторождения

Наименование отходов	Образование отходов , т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего	1,6618	-	1,6618
в том числе:			
отходов производства	0,0618	-	0,0618
отходов потребления	1,6	-	1,6
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	0,041	-	0,041
Люминесцентные лампы	0,0208	-	0,0208
Неопасные отходы			
ТБО, тонн	1,6	-	1,6

Таблица 5.8.2 – Предварительные нормативы размещения отходов при расконсервации скважин в 2022 году

Наименование отходов	Образование отходов , т/год		Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год	
	От 1 скв.	От 2 скв.		От 1 скв.	От 2 скв.
Всего	0,274	0,548	-	0,274	0,548
в том числе:					
отходов производства	0,075	0,15	-	0,075	0,15
отходов потребления	0,199	0,398	-	0,199	0,398
Опасные отходы					
-	-	-	-	-	-
Неопасные отходы					
ТБО, тонн	0,199	0,398	-	0,199	0,398
Огарки использованных электродов	0,075	0,15	-	0,075	0,15

5.8.1. Мероприятия по безопасному обращению с отходами производства и потребления

5.8.1.1. Накопление (сроки) и утилизация отходов.

Согласно п. 16 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 23 апреля 2018 года №187, допускается накопление и временное хранение отходов сроком не более шести месяцев, для их последующей передачи организациям, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

Промасленная ветошь собираются в металлически маркированные ёмкости с крышкой, установленные в отведенном месте на площадке и передаются специализированной организации на основании договора 1 раз в квартал.

Срок временного хранения составляет 90 дней.

Огарки электродов собираются на сварочном участке в металлический ящик объемом 0,5 м³, по мере заполнения которого передаются специализированной организации на основании договора 1 раз в квартал.

Срок временного хранения огарков сварочных электродов составляет 90 дней.

Твердо-бытовые отходы (ТБО) складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 1,1 м³ (1100 л.) по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для

теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года, вывозятся специализированной организацией на договорной основе.

Срок временного хранения ТБО в летнее время 1 день, в зимнее время 3 дня.

Таким образом, все отходы временно хранятся на площадке сроком не более шести месяцев до их передачи третьим лицам, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации. Принимая во внимание, что согласно п.2 ст. 320 ЭК РК временное хранение не является размещением отходов, настоящим проектом размещение отходов не предусматривается.

5.8.1.2. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации, захоронению отходов

В процессе ведения производственной деятельности предусматривается управление отходами с учётом проведения организационно-технических мероприятий и применения новых технологий.

В целях регламентации работ по обращению с отходами на действующем предприятии, компанией будет разработан паспорт процесса «Порядок сбора, размещения и утилизации отходов», положения которого распространяются на все структурные подразделения связаны со всеми производственными процессами.

Регламентация процесса обращения с отходами позволяет:

- планировать объёмы образования отходов;
- обеспечить наиболее полное использование отходов на собственном предприятии;
- обеспечить учёт сбора и передачи отходов на утилизацию предприятиям, имеющим соответствующие лицензии;
- обеспечить размещение отходов на специализированных полигонах.

Образование, сбор, накопление, хранение и первичная обработка отходов являются неотъемлемой частью технологических процессов, в ходе которых они образуются и должны быть отражены в технологических инструкциях и другой нормативной документации.

Организационные мероприятия также предусматривают:

- назначение ответственных за производственный контроль в процессе обращения с отходами с разработкой соответствующих должностных инструкций;
- регулярное проведение инструктаж ей по соблюдению требований законодательства РК в области обращения с опасными отходами производства и потребления;
- обучение рабочего персонала сбору, сортировке, обработке и утилизации отходов по специально разработанным программам;
- организация взаимодействия с органами охраны окружающей природной среды и санитарно-эпидемиологического надзора по вопросам безопасного обращения с отходами.

Принятые технические решения позволяют минимизировать опасность загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы вредными веществами, содержащимися в отходах.

5.8.1.3. Контроль за безопасным обращением отходов

Экологический контроль за всеми видами хозяйственной деятельности в системе обращения с отходами осуществляется на основе Экологического кодекса РК, действующих экологических, санитарно-эпидемиологических, технических норм и правил обращения с отходами в Республике Казахстан.

Экологический контроль производится областным территориальным управлением охраны окружающей среды, осуществляющим государственный контроль, а также экологической службой предприятия, которая осуществляет производственный экологический контроль.

Экологический контроль в области обращения с отходами включает:

- Анализ существующего производства с целью выявления возможностей и способов уменьшения количества и степени опасности образующихся отходов.
- Проверку выполнения плана мероприятий по внедрению малоотходных технологических процессов, технологий использования и обезвреживания отходов, достижению лимитов размещения отходов.
- Соблюдение норм накопления отходов.
- Проверку эффективности и безопасности для окружающей среды и здоровья населения эксплуатации объектов для размещения отходов.
- Анализ информации о процессах, происходящих в местах размещения отходов.

Непосредственный контроль в области обращения с отходами осуществляют специалисты отдела ООС:

- Контроль деятельности предприятия за утилизации отходов;
- Отслеживание и контроль за процессами образования, размещения и передачи на размещение отходов, а также ведение и хранение документации (электронные версии), относящихся к процессу отслеживания движения отходов»;
- Участие в разработке планов по снижению объёмов отходов;
- Контроль состояния площадок для размещения отходов и накопления (хранения) отходов.

5.8.1.4. Воздействие отходов производства и потребление на окружающую среду

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

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

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

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

Проектом предусматривается:

- приготовление и обработка промывочной жидкости в циркуляционной системе;
- отведение отходов в передвижные емкости с последующим вывозом их для утилизации.

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

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

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

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

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

Буровая установка и места временного проживания работающих будут обеспечены противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долговременные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ. Проектом предусматривается внедрение комплексной системы управления безопасностью и качеством (КСУБК), которая включает в себя:

- систему управления качеством;
- стандарты качества;
- систему управления безопасности, охрана здоровья и окружающей среды (СУБО-ЗОС).

5.8.1.5. Мероприятия по минимизации объёмов и снижению токсичности отходов производства и потребления

Проектом предусмотрен иерархический подход к минимизации отходов, который включает:

- исключение или снижение самой возможности образования отходов;
- повторное использование либо рециркуляцию отходов;
- транспортировку отходов допустимым, с точки зрения экологической безопасности, образом на соответствующие объекты размещения отходов.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов настоящим разделом разработаны дополнительные организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.

Предлагаемые организационно-технические мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды отходами производства и потребления:

- Содержание производственной территории в должном санитарном состоянии.
- Осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты.
- Проектирование надежных средств автоматизации и контроля технологических процессов приготовления цементных смесей, обработки скважин соляной кислотой и другими реагентами.
- Совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства.
- Разработка технологий, снижающих объёмы образования и токсичность отходов, способствующих целям достижения нормативного объёма размещения отходов в накопители.
- Совершенствование методов переработки нефтесодержащих отходов с высоким содержанием соли
- Разработка методов нейтрализации парящих отходов.

Организация, в целях обеспечения экологически безопасного удаления отходов, обращения с отходами в следующей иерархической последовательности:

- Принятие мер по снижению объемов отходов, которые предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

- Снижение токсичности отходов, которое достигается заменой токсичных реагентов и материалов, используемых в производственном процессе, менее токсичными.

- Использование отходов категории вторичных ресурсов наравне с исходным материалом в других технологических процессах, либо передача предприятиям других отраслей.

- утилизация в целях вовлечения в хозяйственный оборот.

- Переработка в целях обезвреживания методами: биохимическим, термическим, физическим.

- Размещение отходов, включая любую операцию по хранению и обезвреживанию отходов.

- Организация размещения отходов в собственных накопителях на основании Разрешения государственных органов в области охраны окружающей среды на право производства размещения отходов.

Организация мониторинга территории размещения накопителей отходов и принятие мер по результатам мониторинговых исследований объектов природной среды

5.8.2. Основные направления мероприятий по охране окружающей среды для реализации намечаемой деятельности

Принимая во внимание сложность проблем сохранения и защиты окружающей среды, ее хозяйственную, научную и культурную ценность, компания будет последовательно внедрять в практику своей работы экологическую политику, направленную на всемерное сохранение окружающей среды и снижение воздействия на нее в процессе проведения своих работ.

Политика охраны здоровья, труда, защиты окружающей среды и качества является важнейшей составной частью деятельности Компании и требует спланированного, систематического распознавания, исключения или сокращения возможностей любого риска. Для достижения поставленных целей Компания должна принять строгую систему качественного контроля по вопросам управления экологическими рисками так же, как и к другим важнейшим сторонам своей деятельности.

При реализации уточненного проекта разработки на месторождении должен быть сделан на современные, экологически безопасные технологии, был учтен опыт проведения аналогичных работ.

Мероприятия по охране окружающей среды будут комплексными, обеспечивающими максимальное сохранение всех компонентов окружающей среды.

Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Для снижения воздействия планируемых работ на атмосферный воздух проектом предусматривается ряд технических и организационных мероприятий:

- применение системы безопасности и мониторинга;
- применение системы контроля загазованности;
- установка на устье скважины противовыбросовое оборудование, которое перекрывает устье скважины в случае противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу;

- применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;

Все планируемые мероприятия в сочетании с применением технологического оборудования, соответствующего мировым стандартам, хорошей организацией производственных процессов, ведение постоянного производственного контроля и систематического мониторинга за состоянием окружающей среды позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух в районе освоения месторождения.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ разрабатывается в соответствии с «РНД 211.2.02.02-97. Рекомендацией по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия Республики Казахстан». Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ разрабатывается в двух режимах. Мероприятия по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 10%.

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

- усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента работы оборудования;
- исключение работы вышеуказанного оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль над работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическими процессами;
- работа оборудования на предварительно подготовленном запасе высококачественного сырья для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятия по второму режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 30%.

Это достигается следующим образом:

- снижение производительности (щадящий режим);
- ограничение движения и использование автотранспорта по территории;
- сокращение времени движения автотранспорта на переменных режимах и запрещение работы двигателей внутреннего сгорания на холостом ходу.

С целью исключения загрязнения вод акватории должны быть предусмотрены следующие природоохранные мероприятия:

- при производстве работ соблюдается принцип «нулевого сброса»;
- хранение вредных и опасных химических веществ в специально оборудованных контейнерах и складах, строгий учет с целью исключения случайного попадания в сточные воды;
- хранение ГСМ в полностью приспособленных для этого емкостях в специально предусмотренных местах;
- приобретение спецсредств для ликвидации разливов топлива;
- исключение смешивания хозяйственно-бытовых и производственных стоков;
- минимизацией объемов образования отходов;
- приобретение материалов в бестарном виде или в возвратной таре;
- своевременный вывоз и утилизацию на специально оборудованных полигонах стоков, производственных и бытовых отходов.

Предусмотренные проектом проведения работ природоохранные мероприятия соответствуют нормативным требованиям Республики Казахстан.

Дополнительно рекомендуется:

- разработать, утвердить и согласовать с компетентными органами План по предупреждению и ликвидации аварий;
- провести штабные учения по реализации Плана ликвидации аварий;

- разработать специальный План управления отходами. Главное назначение Плана – обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды;
- организовать производственный мониторинг за воздействием проектируемых работ на окружающую среду.

Кроме того, для минимизации негативных воздействий на окружающую среду планируемой хозяйственной деятельности, к принятым техническим решениям рекомендуется разработка комплекса дополнительных мероприятий в целях повышения надежности защиты от негативных последствий реализации проекта.

- Разработать эффективную систему оперативного контроля за соблюдением экологических требований при проведении работ;
- Разработать и довести до работников план действий при возникновении техногенных аварийных ситуаций;
- Предусмотреть запас необходимых реагентов, материалов и оборудования, необходимых при ликвидации чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;
- Поддерживать группы немедленного реагирования на возникновение чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности;
- Разработать для сотрудников Инструкцию по соблюдению экологической безопасности при производстве проектируемых работ.

Выполнение всех требований проекта в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия, связанные с реализацией проекта, к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

5.9. Рекультивация земель

Земельному Кодексу Республики Казахстан раздел IV, Глава 17, статья 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

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

Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

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

- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- очистить участок от металлолома и др. материалов;

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

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

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, которых сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;

планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов.

5.10 Рекомендации по дальнейшему изучению состояния окружающей среды

В целях детальной оценки воздействия на окружающую среду в последующих проектах ОВОС (вторая стадия для проектов, строительства выкидных линий и подъездных автодорог) необходимо провести моделирование рассеивания загрязняющих веществ с использованием современных программных комплексов в области экологии. Эти расчеты помогут уточнить размер Санитарно-защитной зоны предприятия.

Для реализации решения технологического проектного документа необходимо составления технического проектного документа с детальной оценкой воздействия на ОС. Необходимо будет определиться с действующей конфигурацией обустройства месторождения и выбором нового технологического оборудования, если таково нужно будет для реализации технологического проектного документа. При учете вышеуказанного можно будет получить более достоверные данные по источникам выбросов, которые будут иметь место при его эксплуатации. Это позволит провести более точные расчеты количественных и качественных характеристик загрязняющих веществ, которые будут выбрасываться в атмосферный воздух. На стадии ОВОС необходимо сформировать предложения по этапам нормирования выбросов с установление предельно-допустимых выбросов (ПДВ) и по достижению предельно-допустимых сбросов (ПДС).

В обязательном порядке на дальнейших стадиях проектирования необходимо разработать систему природоохранных мероприятий, направленную на снижение негативного воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду. На последующем этапе проектирования для снижения негативного влияния на компоненты окружающей среды и местное население предлагается предусмотреть в обязательном порядке следующие природоохранные мероприятия:

- обустройство санитарно-защитной зоны с озеленением ее территории;
- оснащением автоматическими средствами контроля качества атмосферного воздуха территории для учета выбросов и сбросов загрязняющих веществ;
- утилизация отходов производства специализированными организациями.

6 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ

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

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

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

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

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

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

Таблица 6.1 Основные виды воздействия на окружающую среду при эксплуатации месторождения

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

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

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет заключить, что реализация проекта при условии соблюдения проектных технологических решений не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду. В то же время реализация проекта окажет

значительное положительное воздействие на социально-экономическую сферу, приведет к повышению уровня жизни значительной группы населения.

Планируемая реализация проекта желательна с точки зрения социально-экономической и возможна без не желательных последствий с точки зрения развития экологической ситуации.

6.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

На месторождении действует система сбора, которая обеспечивает герметизированный сбор и подготовку скважинной продукции, включая полное использование выделяемого газа на собственные нужды.

По высоте источники делятся на наземные (2м.) и низкие (2-10 м), по температуре на холодные (10-50) и горячие (200-800).

В системе нормирования вредных выбросов в атмосферу рассматриваются вещества, образующиеся в результате производственной деятельности.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха согласно приказу Министра Здравоохранения РК от 29.07.2010г № 561:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;
- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки промышленных сточных вод, содержащих сероводород;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;

Таблица 6.1.1 Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Атмосферный воздух				
при эксплуатации скважин				
Выбросы от технологического оборудования	Ограниченное воздействие 2	Постоянное 4	Умеренное 3	средней значимости 24

Природоохранные мероприятия. При проведении работ с минимальными (рассчитанными в ООС) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 150 м от площадки скважин, с учетом розы ветров.

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации скважин на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как *локальное, слабое и временное*.

6.2 Оценка воздействия на подземные воды

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

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

Подземные воды месторождения не используются, вследствие чего вероятность истощения таких вод отсутствует.

Таблица 6.2.1 Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Поверхностные воды				
В период эксплуатации не ожидается воздействия на поверхностные воды в связи с удаленностью площадки планируемых работ от поверхностных водотоков.				
Подземные воды				
При пробной эксплуатации				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Локальное 1	Временное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения, предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- запрещение (за исключением особо оговоренных случаев) использования подземных вод для нужд технического водоснабжения промышленных объектов;
- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- Предупреждение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов.
- Предварительная очистка технической воды от загрязняющих веществ перед сбросом.
- запрещение сброса сточных вод и жидких отходов производства в поглощающие горизонты, имеющие гидравлическую связь с горизонтами, используемыми для водоснабжения;
- отвод загрязненного поверхностного стока с территории промплощадки в специальные накопители или очистные сооружения;

- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения

Согласно «Правил охраны поверхностных вод Республики Казахстан», для охраны водного объекта необходимо выполнение следующих мероприятий и требований:

- на поверхностные воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов;
- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л;
- БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л;
- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- сброс сточных вод в водные объекты является одним из видов специального водопользования и осуществляется на основании разрешений, выдаваемых в установленном порядке государственными контролирующими органами, в соответствии с разработанным проектом предельно-допустимых сбросов в водные объекты;
- категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды;
- исключить попадание строительного мусора, твердых бытовых отходов, жидких стоков, ГСМ и нефтепродуктов в морскую воду.
- обязательное проведение мониторинговых исследований речной воды.

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

Выводы: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействия на подземные воды при эксплуатации месторождения оцениваются: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *длительное* и по величине как *умеренное*.

6.3 Оценка воздействия на геологическую среду

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе эксплуатации скважин является движение транспорта. Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 6.3 - Анализ воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия
1	2	3	4	5
при пробной эксплуатации				
Разлив нефти и ГСМ	загрязнение пород нефтью, пластовыми водами	Локальное 1	Постоянное 4	Умеренное 4

Природоохранные мероприятия:

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

Выводы: Воздействия на геологическую среду оцениваются: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *временное* и по интенсивности, как *умеренное*.

6.4 Оценка воздействия на почвенный покров

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

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

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

- при движении автотранспорта.

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

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и

солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

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

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и эксплуатации скважин.

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

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

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

Как известно, эксплуатация скважин на нефть, неизбежно связано с образованием значительных объемов отходов.

Таблица 6.4.1 Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покровов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Почвы и почвенный покров				
при пробной эксплуатации скважин				
Загрязнение почвенного покрова случайными проливами и утечками ГСМ, сточными водами различного типа и твердыми отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	Низкой значимости 1

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

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях 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 замасленных участков, в случае возникновения.

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как *умеренное, локальное и временное*.

6.5 Оценка воздействия на растительность

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

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

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

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

В разных типах экосистем природные смены (флуктуации, сукцессии) растительности протекают по-разному и имеют свои закономерности. Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

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

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

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

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

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

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

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

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов ГСМ, и других материалов;
2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:
 - загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, нефтью;
 - запылении придорожной растительности.

Таблица 6.5.1 Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Растительность				
при пробной эксплуатации скважин				
Химическое загрязнение (при нормальном режиме эксплуатации)	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой незначимости 1
Химическое загрязнение (при аварийных ситуациях)	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	низкой значимости 2

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

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;

- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд.

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как *умеренное, локальное и временное*.

6.6 Факторы воздействия на животный мир

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

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

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства.

Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки. Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут.

В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов и в период эксплуатации месторождения необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта.

Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

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

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

Таблица 6.6.1 Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Фауна				
при пробной эксплуатации				
Физическое присутствие	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости

				1
Движение транспорта по дорогам	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1

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

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

6.7 Радиационная обстановка

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих «Норм радиационной безопасности» (НРБ-99), «Санитарно-гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности» и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

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

6.8 Физические воздействия

Акустическое воздействие

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

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

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

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

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

На объектах месторождения, оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Вибрация. Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

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

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

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

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

6.9 Оценка воздействия на социально-экономическую сферу

Таблица 6.9.1 Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта

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

Интегральная оценка воздействия на социально-экономические аспекты реализации проекта приведена в таблицах 6.9.2

Таблица 6.9.2 Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты

Компонент социально-экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка воздействия
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний (+)	Положительное
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный (+)	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный (-)	Низкое

	Рост доходов населения	Сильный (+)	
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Средний (+)	
Доходы населения	Рост доходов в связи с созданием рабочих мест и увеличением уровня заработной платы	Средний (+)	Положительное
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый (-)	Низкое
Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный (+)	Положительное
	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный (+)	Положительное
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный (+)	Положительное
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный (+)	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный (+)	Положительное

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

Природоохранные мероприятия. Разработка природоохранных мероприятий не требуется.

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

6.10 Состояние здоровья населения

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

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *постоянный при эксплуатации*.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Проектом предусмотрена организация системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды (СУБОЗОС).

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации месторождения на состояние здоровья населения может быть оценено, как *локальное, длительный при эксплуатации скважин*.

6.11 Охрана памятников истории и культуры

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

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

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

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

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

7. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе эксплуатации месторождения играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- реализация технологических решений.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

К возможным аварийным ситуациям при эксплуатации объекта следует отнести:

- механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей, и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных под землей, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод и образование заболоченности. При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

Таблица 7.1

Анализ последствий возможного загрязнения при аварийных ситуациях на атмосферный воздух

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5	6
Атмосферный воздух					
при пробной эксплуатации					
Залповый выброс из скважин	Выбросы углеводородных газов в атмосферу	Региональное 3	Кратковременно 1	Сильное 3	средней значимости 9
Подземные воды					
при пробной эксплуатации					
Возможные утечки и разлив нефти	Загрязнения подземных вод нефтепродуктами	Локальное 1	Временное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3
Разлив ГСМ	Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Региональное 3	Временное 1	Локальное 1	низкой значимости 3
Почвы и почвенный покров					
при пробной эксплуатации					
Разлив топлива	Загрязнения	Локальное	Кратковременный	Умеренная	низкой

при перекачки	почвенных покров	1	1	3	значимости 3
Аварийные выбросы и фонтанирование нефти		Местный 2	Временный 1	Локальное 1	низкой значимости 2
Механическое повреждение подземных трубопроводов		Региональный 3	Временный 1	Локальное 1	низкой значимости 3
Населения					
При эксплуатации скважин					
Залповый выброс	Опасно для жизни человека	Местное 3	Временное 1	Локальное 1	низкой значимости 3
Возникновение пожара на складе ГСМ	Опасно для жизни человека	Региональное 4	Временное 1	Локальное 1	низкой значимости 4

Возможные последствия при аварийных ситуациях

В результате несовершенства технологий, других объективных и субъективных причин на всех этапах операций с нефтью и нефтепродуктами могут происходить отдельные аварии, приводящие к разливам нефти и нефтепродуктов и загрязнению атмосферы, почвы и подземных вод, что, безусловно, изменяет состояние окружающей среды и, как следствие, снижает качество жизненного пространства населения и биоты.

Разливы нефти могут привести не только прямым экономическим потерям (утрата нефти и нефтепродуктов как товара), но и к более существенным материальным и нематериальным потерям, связанным с негативным воздействием на окружающую природную среду и население. Подобное воздействие негативно отражается на здоровье населения.

Однако, при правильном выполнении всех технологических операций и соблюдении рекомендаций вероятность возникновения аварийных ситуаций сведена к минимуму, что исключает возможность загрязнения компонентов окружающей среды и воздействие на население.

Добыча углеводородного сырья имеет свои положительные стороны, так как оно повышает социально-экономическую среду, что будет способствовать благоприятным условиям жизни местного населения.

7.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

- порыв технологических трубопроводов и трубопроводов транспорта готовой продукции;
 - нарушение герметичности аппаратов.
- Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:
- механическое повреждение подземных трубопроводов системы нефти и газосборных сетей при несанкционированных земляных работах в охранной зоне трубопроводов, что маловероятно;
 - нарушение графика контроля над техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов на проектируемых площадках.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности трубопроводов, высокой степени автоматического контроля над технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

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

Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи.

Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль над поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов, не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления - контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации месторождения;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива.

7.2 Мероприятия по снижению экологического риска

Важнейшую роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и охраны окружающей природной среды при закачке газа в пласт играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками.

Также основное внимание следует уделять таким элементам оборудования, как противопожарное оборудование, индивидуальные средства защиты, устройство для экстренной эвакуации, а также методы ликвидации возгораний.

Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

- строгое выполнение проектных решений при проведении работ на всех этапах. Обязательное соблюдение всех правил проведения работ;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль над тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.

Для преодоления последствий запланированного загрязнения, необходимо проводить мониторинг окружающей среды. По полученным результатам анализа выбросов и погодных условий можно регулировать нагрузки на окружающие экосистемы.

Важнейшее значение среди мероприятий по снижению экологического риска принадлежит постоянной готовности персонала к борьбе с аварийными ситуациями.

8 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В систему экологического мониторинга входят наблюдения за состоянием элементов биосферы и наблюдения за источниками и факторами антропогенного воздействия.

Главная задача в проведении мониторинга заключается в проведении наблюдений таким образом, чтобы охватить весь блок экологического мониторинга, включающий наблюдения за меняющейся составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.

8.1 ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ПАРАМЕТРОВ, ОТСЛЕЖИВАЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА

Программой производственного мониторинга предусматриваются наблюдения за состоянием следующих компонентов окружающей среды:

- атмосферного воздуха.
- почвенного покрова.
- растительного и животного мира.

Кроме того, в процессе мониторинга предлагается производить анализ радиозоологической обстановки на месторождениях.

План – график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов будет представлено в проекте нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (проект ПДВ).

Таблица 8.1.1 План производственного мониторинга

Место отбора	Определяемые параметры	Периодичность наблюдений
Мониторинг загрязнения атмосферного воздуха		
Точки наблюдения на границе СЗЗ	NO, SO ₂ , NO ₂ , CO, нефтяные углеводороды, сажа	ежеквартально
Замеры на источниках	Согласно проекту ПДВ	ежеквартально
Мониторинг подземных, поверхностных и сточных вод		
Пункты отбора отсутствуют	-	-
Мониторинг почв		
Точки наблюдения экологического мониторинга на границе СЗЗ	Состояние почв, водная вытяжка, мех.состав, хим.анализ;	2 раз в год
	нефтепродукты, Cu, Zn, Pb, Cd;	ежеквартально
	замазученный грунт на нефтепродукты	2 раз в год
Мониторинг растительности		
Точки наблюдения экологического мониторинга на границе СЗЗ	Состояние растительных сообществ, модельные виды, нефтепродукты, Cu, Zn, Pb, Cd	ежеквартально
Мониторинг животного мира		
Точки наблюдения экологического мониторинга	Состояние модельных видов	1 раз в год
Мониторинг обращения с отходами		
Наименование отходов, их количество вывезенные по договору с подрядными организациями		1 раз в квартал
Мониторинг после аварийной ситуации		
Место аварии	Специальная программа	После аварии

8.2 Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического мониторинга на месторождении определяются следующими задачами.

Оборудования для проведения мониторинга природных сред. Мониторинг природных сред включает проведение наблюдений за состоянием окружающей среды у промышленных площадок.

Список измеряемых параметров и необходимых проб при проведении мониторинга приведен в табл. 8.2.1

Таблица 8.2.1 – Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO, NO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость (‰)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Ph-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК ($\text{мгO}_2/\text{л}$)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn), (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

8.3 Мониторинг за состоянием атмосферного воздуха

В соответствии с нормативными документами производственный мониторинг воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения за выбросами загрязняющих веществ на источниках выбросов;
- мониторинг воздействия - оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности.

Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

8.4 Мониторинг за состоянием водных объектов

Производственный мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Исходя из требований нормативных документов, мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения включает:

- операционный мониторинг – наблюдения за объемами забираемой и используемой предприятием свежей воды и их соответствия установленным лимитам;
- мониторинг эмиссий – наблюдения за объемами и качеством сбрасываемых сточных вод и их соответствием установленным лимитам;
- мониторинг воздействия – наблюдения за качеством поверхностных вод при сбросе сточных вод.

Мониторинг за состоянием подземных вод не предусматривается.

8.5 Мониторинг состояния почвенного и растительного покрова, модельные виды животных

Мониторинг воздействия за состоянием почв и растительности выделяется в общей системе производственного мониторинга на уровне подсистемы и включает в себя, в соответствии с порядком ведения мониторинга:

- ведение периодического мониторинга, обеспечиваемого организацией стационарных экологических площадок (СЭП) для постоянного, с установленной периодичностью, слежения за изменением состояния почв и растительности;
- ведение оперативного мониторинга аварийных, других нештатных ситуаций, вызывающих негативные изменения почвенно-растительного покрова, а также на рекультивированных участках – по мере выявления таких участков.

Проведение оперативного мониторинга диктуется необходимостью постоянного визуального контроля за состоянием нарушенности и загрязненности почвенно-растительного покрова с целью выявления аварийных участков разливов нефти и нефтепродуктов, механических нарушений в местах проведения строительных работ и на участках рекультивации почв. Выявление таких мест обеспечивается специалистами по охране окружающей среды месторождения на основании анализа планов проведения работ, журналов регистрации отказов на месторождении, путем визуальных обследований.

На выявленных участках, где обнаружены загрязнение и механические нарушения, необходимо проведение мероприятий по их очистке и рекультивации. После ликвидации нарушений в границах зоны их влияния разрабатывается схема последующего мониторинга, выбираются репрезентативные площадки для проведения наблюдений за состоянием загрязнения и нарушенности почв. Такие площадки переходят в разряд постоянно действующей сети мониторинга в качестве дополнительных точек наблюдений.

В дальнейшем наблюдения на них проводятся по схеме производственного мониторинга на СЭП, в которую могут быть включены дополнительные параметры, определяемые спецификой нарушений и загрязнения. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

Почвы

Мониторинг почв в районе месторождения является составной частью системы производственного мониторинга и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождения на почвенный покров;
- оценки и прогноза последствий воздействия природопользователя на почвы, а также разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв;

- созданию информационного обеспечения мониторинга почв.

Наблюдения за состоянием почв проводятся на *стационарных экологических площадках (СЭП)*, на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Места заложения СЭП выбираются с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация наиболее полно характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках. Территориальная сеть пунктов наблюдений должна характеризовать весь комплекс техногенного воздействия на почвы с учетом различной степени проявления негативных процессов.

Количество СЭП определяется площадью объектов, наличием сложных инженерно-технических сооружений, экологическим состоянием земель и сложностью ландшафтных условий.

СЭП представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок) квадратной формы размером 10 на 10 м, расположенную в типичном месте характеризуемого участка территории. Местоположение СЭП фиксируют на плановой основе, с помощью GPS делают координатную привязку, привязывают к местным ориентирам.

На характерном участке СЭП закладывают опорный почвенный разрез глубиной 0.5-1.0м (до вскрытия почвообразующей породы). Составляют паспорт СЭП, в котором дают описание поверхности почв (признаки загрязнения, засоления, заболачивания, эрозии и др.)

Настоящей программой предусмотрено заложение 4-8 стационарных экологических площадок, размещение которых определено с учетом расположения источников воздействия и исходя из возможности доступа к постам наблюдений.

Рекомендуется 2-4 площадки по периметру площадки и вахтового поселка, по 2-4 площадки вблизи от основных источников загрязнения, таких как агрегат, выгребные ямы.

В зависимости от полученных результатов и других факторов количество и местоположение СЭП может корректироваться.

Периодичность наблюдений за показателями химического загрязнения - два раза в год, весной и осенью. Весенний сезон – период наименьших концентраций загрязняющих веществ в годовом цикле, осенний (до выпадения осенних осадков) – период максимальных концентраций.

Контролируемые параметры приведены в таблице 8.5.1

Таблица 8.5.1- Перечень контролируемых параметров в почвах

№ п/п	Наименование вещества	ПДК мг/кг	Лимитирующий показатель
1	Нефтепродукты	1000,0	по влиянию на санитарный режим почвы
2	Медь (подвижная форма)	0,3	общесанитарный
3	Никель (подвижная форма)	4,0	общесанитарный
4	Свинец (валовое содержание)	32,0	общесанитарный
5	Цинк (подвижная форма)	23,0	транслокационный

На заложенных СЭП проводят многолетние наблюдения, технология ведения которых, в основном, соответствует базовым наблюдениям, проведенным в первый год. По мере накопления данных производственного мониторинга состав контролируемых загрязняющих веществ и местоположение СЭП могут быть изменены.

Интерпретация полученных аналитических данных выполняется путем сравнения с исходными (фоновыми) и нормативными показателями (Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву, утверждены совместным приказом Министра ООС от 27.01.2004 № 21-П и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99).

Методы проведения мониторинга почв. Определения химического загрязнения почво-грунтов проводят на пробной площадке однородной почвы размером 10х10 метров. При отсутствии видимого загрязнения из пяти точечных проб, взятой на пробной площадке методом конверта в равных количествах, готовится объединенная проба почвы, которая сопровождается этикеткой принятой формы. Отбор точечных проб проводится из слоя 0-10 см (Правила по экологическому мониторингу. Методические рекомендации по проведению комплексных обследований и оценке загрязнения природной среды в районах, подверженных интенсивному антропогенному воздействию, ПР РК 52.5.06-03.).

При визуально отмеченном загрязнении нефтью и нефтепродуктами, отбор проб почв для анализа на содержание нефтепродуктов проводится на всю глубину загрязненного слоя и из нижележащего незагрязненного слоя в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84.

Отбор проб для определения загрязнения почв тяжелыми металлами должен осуществляться на тех же пробных площадках, что и загрязнение нефтепродуктами.

Отбор проб почв проводится с глубины 0-10 см по той же схеме, но с учетом требований, предъявляемых к отбору, хранению и транспортировке проб для анализа на тяжелые металлы.

Анализ проб почв будут проводиться лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК.

Растительность

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Периодичность наблюдений - 1 раз в год.

Слежение за растительным покровом осуществляется 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 отмечают:

редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;

присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;

признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечают различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения. Динамика растительности изучается по общепринятой геоботанической методике (Полевая геоботаника, 1964).

Особое внимание при мониторинге должно уделяться соотношению коренных и синантропных (растительных видов, стратегия которых выражается в адаптационной способности на местообитаниях измененных деятельностью человека) видов растений.

Признаки отклонений от нормального развития у растений могут выражаться в виде:

вторичного цветения, наблюдающегося иногда в конце осени;

хлороз листьев и стеблей, появление на органах растений отмирающей ткани (изменение растения на клеточном уровне);

гигантизм, разрастание отдельных растений до необычно мощных сильноразветвленных, «жирных» экземпляров;

разрастание веток и листьев в форме тугих «шишек» - побегов с укороченными междоузлиями;
массового образования галлов – округлых разросшихся утолщений диаметром до 1 см на побегах этого года.
Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

8.6 Животный мир

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 разных этапах развития инфраструктуры объектов месторождения. Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:
оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Методика проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных. Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих. Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Периодичность наблюдений. Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить 1 раз в год.

Фаунистические мониторинговые площадки. Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении наблюдений на СЭП особое внимание уделяется следующим видам животных:

- редким, исчезающим и особо охраняемым видами;
- индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

8.7 Мониторинг обращения с отходами

Характеристика отходов, образующихся на месторождении. На месторождении Бастау проведение запланированных работ, будет сопровождаться образованием ряда отходов производства и потребления, которые согласно Экологическому кодексу Республики Казахстан должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться и захораниваться с учетом их воздействия на окружающую среду.

Источниками образования отходов будут являться следующие виды работ:

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

Отходы, образующиеся при проведении работ, будут включать в себя как промышленные отходы производства и потребления (люминисцентные лампы, промасленная ветошь, и др.), так и твердые бытовые отходы. Твердые бытовые отходы в дальнейшем согласно Экологическому кодексу определяются как коммунальные.

Согласно «Правилам отнесения опасных отходов, образующихся в процессе деятельности физических и юридических лиц, к конкретному классу опасности», утвержденным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 08.12.05г. №311-п все отходы делятся на 5 классов опасности:

первый класс - вещества (отходы) - чрезвычайно опасные;

второй класс - вещества (отходы) – высоко опасные;

третий класс - вещества (отходы) - умеренно опасные;

четвертый класс - вещества (отходы) – малоопасные;

пятый класс – вещества (отходы) – не опасные.

Согласно «Экологического кодекса Республики Казахстан» отходы производства и потребления согласно Статьи 286 по степени опасности разделяются на опасные, неопасные и инертные. В соответствии с классификацией опасных отходов (Статья 287) промышленным отходам присваивается опасный уровень.

Ниже в таблице 8.7-1 приводится характеристика каждого вида отхода, их потенциальные источники образования, класс и степень опасности, а также классификация основных видов отходов по агрегатному состоянию, токсичности и пожаро-взрывоопасности.

Таблица 8.7.1- Общая классификация основных видов отходов

Наименование отхода	Потенциальные источники образования отходов	Класс опасности/ степень опасности	Агрегатное состояние	Токсичность компонентов	Пожаро-взрывоопасность
Промасленная ветошь	Обслуживание спецтехники и автотранспорта,	3/опасный	Твердая	Токсичные компоненты – нефтепродукты	Пожароопасная
Коммунальные отходы	Жизнедеятельность персонала	5/неопасный	Твердые	Не токсичные	Пожароопасные

Как видно из таблицы по своему агрегатному состоянию отходы, образующиеся на месторождении, представлены твердыми, жидкими и пастообразными. По источникам же образования относятся к промышленным и бытовым.

Мониторинг управления отходами.

Мониторинг управления отходами включает в себя:

- операционный мониторинг - определение источников образования отходов производства и потребления; контроль за сбором, накоплением, временным хранением (складированием) и транспортировкой отходов на собственные полигоны/накопители, либо сторонние организации; учет отходов путем полной их инвентаризации;
- мониторинг эмиссий - контроль за объемами образования отходов и их соответствия установленным лимитам;
- мониторинг воздействия - наблюдения за воздействием отходов производства и потребления на компоненты окружающей среды в районе полигонов/накопителей отходов.

Операционный мониторинг. В связи с разнообразием отходов производства и потребления, образующихся на месторождении, налаживание четкого учета их образования состоит в определении источников образования отходов и проведении полной их инвентаризации, которая предусматривается настоящей Программой *один раз в 3 года*.

Отходы, согласно Экологического кодекса РК, подлежат раздельному сбору. Смешивание каких-либо видов отходов происходить не должно. Для этого, на месторождении для каждого вида отхода должны использоваться металлические емкости/контейнеры, установленные на специально оборудованных площадках. Ввиду того, что

компания не имеет на балансе собственных полигонов и иных видов накопителей отходов все образующихся на месторождении отходы должны передаваться сторонним организациям на договорной основе для дальнейшей утилизации, переработки и/или размещения на полигонах (накопителях). Транспортировка отходов в места утилизации или захоронения должна производиться специально оборудованным транспортом компании имеющей соответствующие лицензии.

Мониторинг эмиссий. В целях организации мониторинга эмиссии в окружающую среду в части контроля за объемами образования отходов производства и потребления на месторождении должна быть налажена система внутреннего и внешнего учета производственных и коммунальных отходов. Для этого должно быть обеспечено четкое функционирование журнальной системы с использованием специальных форм накладных для отходов двух видов - производственных коммунальных отходов. В накладных должны фиксироваться объем отходов, транспортные операции по перемещению отходов с указанием даты забора в месте их образования и, соответственно, сдачи в места постоянного и временного складирования.

Внедрение подобной системы на месторождении облегчит контроль за объемами образования отходов, их соответствия с установленными лимитами, обращения с ними, а также взаимодействием с контролирующими органами. В связи с этим внутренние формы учета должны быть максимально приближены к формам, направляемым для получения ежегодных разрешений на размещение отходов.

На месторождении должен вестись журнал учета объемов образования, хранения и вывоза отходов, который включает в себя графы: наименование отходов, класс и степень опасности, объем, место хранения, дата и объемы вывоза, должность и подпись ответственного за ведением учета отходов.

Мониторинг воздействия. Мониторинг воздействия осуществляется для оценки воздействия отходов производства и потребления, размещенных на собственных полигонах/накопителях, на компоненты окружающей среды (воздух, подземные воды и почвы).

Как указывалось выше у компании отсутствуют полигоны и накопители отходов, в связи, с чем *мониторинг воздействия отходов на состояние компонентов окружающей среды* не предусматривается.

8.8 Радиационный мониторинг

В рамках программы производственного экологического контроля радиационный мониторинг на месторождении предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки.

Фактическим источником радиоактивного загрязнения нефтяных месторождений являются пластовые воды зоны водонефтяных контактов; первичным источником природных радионуклидов, являются вмещающие породы.

Резкое изменение физико-химического состояния подземных вод при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт.

Многочисленный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, - возрастанию их удельной активности.

Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Проведение радиационного мониторинга не предусматривается.

8.9 Мониторинг в период нештатных (аварийных) ситуаций

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы, и другие стихийные бедствия).

Анализ аварий включает в себя рассмотрение многочисленных аварийных сценариев в условиях эксплуатации промышленного объекта, включая вероятность возникновения стихийных бедствий.

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств;
- пожары, вызванные различными причинами;
- коррозия и дефекты трубопроводов, нефтепромыслового оборудования;
- ошибки обслуживающего персонала;
- опасные и стихийные природные явления.

К потенциально возможным аварийным ситуациям на промысле можно отнести следующие:

- разлив нефти или дизельного топлива при их транспортировке в автоцистернах;
- неконтролируемый выброс пластовых флюидов.

Основными мероприятиями по предупреждению и снижению последствий аварийных ситуаций в резервуарном парке являются:

- тщательный контроль состояния резервуаров;
- обвалование резервуаров с пожароопасными веществами и создание под ними площадок каре с непроницаемым экраном;
- периодический визуальный осмотр резервуаров и прочих емкостей для хранения;
- закладка и обвалование непроницаемого слоя из глины или пластика;
- оборудование дренажей незагрязненной нефтепродуктами воды с обвалованного участка;
- заземление всех резервуаров и других емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов, а также технологического оборудования;
- оборудование всех стационарных емкостей запорными устройствами и их своевременная ревизия;
- оборудование всех нефтепроводов обратными клапанами;

Основными мероприятиями по предупреждению и снижению последствий аварийных ситуаций магистрального нефтепровода являются:

- тщательный контроль утечки с помощью электронных датчиков и приборов для объемных измерений;
- дооборудование трубопровода системами отсечки и поддержание их в постоянной исправности;
- оборудование локальных систем оповещения и сигнализации; поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварии;
- защита от механических повреждений за счет защитных кожухов в местах пересечений с автодорогами и другими коммуникациями;
- осуществление усиленной антикоррозийной изоляции при подземной прокладке трубопроводов;

Аварийные выбросы на предприятии предотвращаются регулярными профилактическими работами.

Залповые выбросы на месторождениях возможны при прорывах нефти и газопроводов. На месторождении в основном используется глубинно-насосный способ и производится постоянный контроль за работой качалок, состоянием нефтегазопроводов и

возможностью перекрытия поврежденных участков. Все это исключает возможность больших залповых выбросов.

На месторождении предусмотрен порядок действий в случае возможной аварии. Для ликвидации аварии нефтепроводов должна высылаться ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум-техника, самосвал, бортовая автомашина с обслуживающим персоналом. При этом определяется площадь разлитой нефти и ее количество, экскаватором роется приямок для сбора с помощью скребков разлитой нефти, с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывоз на промысел.

После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью почву, загружают ее в самосвал и отвозят на сборник нефтешламов.

Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва должна накладываться металлическая заплатка, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Затем должна производиться обратная засыпка траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ, открывают задвижки на нефтепроводе, и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи.

Определение параметров по месту аварии на нефтепроводе:

1. Площадь разлитой нефти (пятна), м²
2. Глубина фильтрации нефти в грунт, м
3. Пористость поверхностного грунта, %
4. Потери нефти от испарения (24 ч), тн
5. Времени на ликвидацию аварии (24 ч).

Возникновение аварийных сбросов сточных вод возможно на объектах хозяйственной канализации. Предупреждение аварийных ситуаций обеспечивается, прежде всего, правильной эксплуатацией объектов. Простыми, но действенными являются мероприятия, направленные на профилактику аварий:

- Наружный осмотр канализационных сетей, заключающийся в регулярной проверке общего состояния и чистоты колодцев.
- Технический осмотр сетей и сооружений должен проводиться не реже 2 раз в год, что даст возможность заметить дефекты и провести необходимые работы.
- Ежегодная профилактическая прочистка и промывка канализационных сетей предотвращает образование засоров.

В процессе текущего ремонта своевременно ликвидируются мелкие повреждения, вызывающие нарушение нормальной работы сети.

Регулярный капитальный ремонт (замена труб, установка смотровых колодцев и другие работы, связанные с разрытием траншей) являются одним из основных мероприятий, предотвращающих аварийный сброс сточных вод.

Неисправность очистных сооружений сточных вод также может привести к аварийному сбросу. Поэтому для нормальной эксплуатации очистных сооружений требуется поддержание оптимального режима их работы, надлежащий технический уход за ними и регулярный контроль за процессом очистки сточных вод.

Нормальную работу очистных сооружений могут нарушить:

- перегрузка отдельных сооружений или всего КОС по объему сточных вод;
- несоответствие качественного состава поступающих сточных вод проектному;
- длительный перерыв в подаче электроэнергии;
- несоблюдение правил эксплуатации сооружений и сроков плановых ремонтов.

В случае возникновения аварийных ситуаций на объектах должно быть обеспечено оперативное оповещение лиц, ответственных за экологическую безопасность на предприятии. Для выяснения причин и устранения последствий аварии должны быть приняты безотлагательные меры, в связи с чем на предприятии должно быть в наличии необходимое количество рабочих, а также необходимые и в достаточном количестве техника и оборудование.

В случае возникновения аварийного сброса сточных вод должны быть поставлены в известность областные экологи и санврачи, а также представлена информация о его продолжительности, объеме сброшенной воды и ее составе.

При хранении ТБО при переполнении металлических контейнеров возможно загрязнение площадок для их размещения и стекание загрязненных стоков с них при выпадении атмосферных осадков. Для исключения подобных ситуаций необходимо осуществлять регулярный вывоз ТБО и проведение дезинфекции контейнеров и площадок для их установки.

Для исключения разгерметизации люминесцентных ламп и утечек из них ртути их содержание предусматривается в закрытых герметичных контейнерах и вывоз на демеркуризацию в специализированную организацию.

На предприятии должен осуществляться учет возникших аварийных ситуаций и связанных с ними последствий. О возникших авариях предприятие оповещает контролирующие службы в области охраны окружающей среды.

При выполнении комплекса работ предусмотрены мероприятия технологического и организационно-технического характера, обеспечивающие исключение аварийных ситуаций. Проектными решениями также предусмотрены системы управления безопасностью работ и защиты окружающей среды.

Однако нельзя полностью исключить вероятность их возникновения. В случае возникновения нештатной ситуации на участках работ Компанией будут предприниматься меры, направленные на скорейшее прекращение, локализацию и ликвидацию аварии и ее последствий.

В компании разработан План ликвидации возможных аварий, в котором определены организация и производство аварийно-восстановительных работ, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий. После определения фактических нарушений, разрабатывается План мероприятий по очистке и восстановлению (реабилитации) территории.

В случае аварийной ситуации будут начаты мониторинговые наблюдения с момента начала аварии. Продолжительность будет зависеть от характера аварии и источника воздействия на окружающую среду, а также учетом предполагаемых работ по реабилитации природных комплексов.

Цель мониторинговых наблюдений – определить последствия влияния данной аварии на компоненты окружающей среды.

По окончании оперативных аварийно-восстановительных работ, мониторинг состояния окружающей среды должен заключаться в проведении комплексного обследования площади, подвергшейся неблагоприятному воздействию.

Мониторинговые наблюдения планируются в зависимости от характера и масштабов нештатных ситуаций. При этом определяются природные среды, состояние которых будет наблюдаться, частота измерений по каждой среде и измеряемые ингредиенты. Мониторинговые работы в период аварийной ситуации отличаются, прежде всего, увеличением частоты измерений (до ежедневных в первые две недели после аварии и еженедельных на протяжении всего цикла реабилитационных работ. Методы отбора и анализа проб те же, что предусмотрены в период обычных мониторинговых работ.

После ликвидации аварии наблюдения переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии.

Мониторинг после аварийной ситуации предусматривается организовать в кратчайшее время в случае возникновения аварии, и продолжать его до тех пор, пока не будет определена степень воздействия аварии на окружающую среду.

В случае возникновения аварийных ситуаций на объектах должно быть обеспечено оперативное оповещение лиц, ответственных за экологическую безопасность на предприятии, согласно Схеме внутреннего оповещения при возникновении чрезвычайных

ситуаций. Для выяснения причин и устранения последствий аварии должны быть приняты безотлагательные меры, в связи, с чем на предприятии должно быть в наличии необходимое количество рабочих, а также необходимые и в достаточном количестве техника и оборудование.

Данные производственного мониторинга передаются в Департамент экологии в согласованные сроки.

8.10 Порядок функционирования информационной системы мониторинга

В рамках Программы производственного экологического контроля, определены методы и частота ведения учета, анализа и сообщения данных.

Информация, получаемая при осуществлении производственного экологического контроля на объектах компании условно разделяется на:

- текущую или оперативную;
- отчетную, включая обобщенные данные, рекомендации и прогноз.

Порядок представления данных для отчетных форм определен внутренней процедурой, в которой предусмотрено:

- подготовка данных экологическими службами подрядчиков;
- представление данных экологу компании;
- обобщение данных экологическими службами подрядчиков и заполнение необходимых форм экологом компании;
- подготовка необходимых пояснительных записок;
- представление отчетных форм в контролирующие органы охраны окружающей среды и статистические управления.

Обработка оперативной информации мониторинговых наблюдений проводится по окончании каждого этапа полевых работ и получения результатов лабораторных исследований. Эколог компании анализирует данную информацию, определяет ее значимость с точки зрения необходимости оперативного реагирования и включает полученные данные в ежеквартальные бюллетени и отчеты. Эколог компании отвечает за достоверность полученных данных, их обобщение с соответствующими пояснениями и выводами.

Информация полученная и обобщенная специалистами и экологическими службами подрядчиков в виде табличных, графических данных, сопровождаемых пояснительным текстом предоставляется в уполномоченные органы в соответствии с графиком, указанным в пункте 9, «Правил согласования программ производственного экологического контроля и требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля» утвержденным приказом Министра ООС РК от 24.04.07 № 123-п.. Отчетность должна отражать полную информацию об исполнении программы за отчетный период, а также результаты внутренних проверок.

Эколог компании осуществляют контроль за проведением анализов химической лабораторией, хранение аналитических результатов на бумажном носителе и в электронном виде, подготовку годового отчета.

Годовой информационно-аналитический отчет по Производственному экологическому контролю включает информацию о проведенных мониторинговых наблюдений и результатах внутренних проверок, выполненных согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля».

Наряду с информационно-аналитическими отчетами ПЭК, контролирующим органам представляются квартальные, полугодовые и годовые формы государственной статистической отчетности.

8.11 Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам Республики Казахстан.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия - производителя работ.

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Казахстана «Об охране окружающей среды», нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и местными исполнительными органами. Период контроля на месторождении составляет один раз в год.

В соответствии с «Экологическим Кодексом РК» вводятся такие экономические методы охраны окружающей среды, как плата за пользование природными ресурсами, плата за загрязнение окружающей среды, за выбросы загрязняющих веществ, размещения отходов и т.д.

В настоящей главе не рассматриваются такие вопросы как расчет платы за пользование природными ресурсами. Здесь рассмотрены только те аспекты, которые связаны с неизбежным ущербом природной среде при безаварийной деятельности природопользователя в результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и размещения отходов.

9. ПЛАТА ЗА НЕИЗБЕЖНЫЙ УЩЕРБ И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

В соответствии с «Экологическим Кодексом РК» вводятся такие экономические методы охраны окружающей среды, как плата за пользование природными ресурсами, плата за загрязнение окружающей среды, за выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещения отходов и т.д.

В настоящей главе не рассматриваются такие вопросы как расчет платы за пользование природными ресурсами. Здесь рассмотрены только те аспекты, которые связаны с неизбежным ущербом природной среде при безаварийной деятельности природопользователя в результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и размещения отходов.

9.1. Расчет платы за выбросы вредных веществ в атмосферу

Для возмещения экономического ущерба от выбросов вредных веществ в атмосферу взимается плата за загрязнение окружающей среды. Нормативные платы (ставки) за загрязнение природной среды принимаются согласно существующим положениям.

9.1.1. Расчет платы за выбросы от стационарных источников

Этот вид платежей можно отнести к регулярным природоохранным платежам, которые устанавливаются на стадии проектирования. Исходя из обзора планируемой деятельности, воздействие на окружающую среду при штатных работах будет включать:

- выбросы загрязняющих веществ в воздушную среду.

Норматив платы (ставка) за загрязнение окружающей среды на 2021 год, составляет:

Таблица 9.1.1 – Виды загрязняющих веществ

№ п/п	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

Ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя, установленного на соответствующий финансовый год Законом о Республиканском бюджете. На 2021 год МРП составляет **2917 тенге**.

Таблица 9.1.2

Расчет платы за выбросы от стационарных источников загрязнения атмосферы при пробной эксплуатации месторождения

Код вещества	Наименование загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Выбросы вредных веществ в т/год	МРП, тенге	Плата, тенге
0337	Углерода оксид	0,32	45,2929632	2917	36596,714
0328	Углерод	24	0,66769632	2917	40462,397
0301	Диоксид азота	20	18,01054448	2917	909532,5
0304	Оксид азота	20	2,8912	2917	146005,6
0333	Сероводород	124	0,003805254	2917	1191,425
0330	Сера диоксид	20	1,305	2917	65902,5
0405	Пентан	0,32	0,77860753	2917	629,11488
0410	Метан	0,02	0,060865316	2917	3,0736985
0412	Изобутан	20	1,48871216	2917	75179,964
0415	Смесь углеводородов C1-C5	0,32	0,379448	2917	306,59398
0416	Смесь углеводородов C6-C10	0,32	0,1092	2917	88,2336
0602	Бензол	0,32	0,0014259	2917	1,1521272
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,32	0,000448	2917	0,361984
0621	Метилбензол (349)	0,32	0,000896	2917	0,723968
0703	Бенз/а/пирен	996600	0,000014355	2917	36123,137
1325	Формальдегид	332	0,1305	2917	109398,15
2754	Смесь углеводородов C12-C19	0,32	4,358853	2917	3521,9532
	Всего:				1 424 943,6

При проведении расконсервации

Код вещества	Наименование загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Выбросы вредных веществ в т/год От 1 скв.	МРП, тенге	Плата, тенге
0337	Углерода оксид	0,32	26,13069	2917	21113,598
0328	Углерод	24	2,02284	2917	122584,1
0123	Железо	30	0,00963	2917	729,4725
0301	Диоксид азота	20	32,09724	2917	1620910,6
0304	Оксид азота	20	5,2158015	2917	263397,98
0333	Сероводород	124	0,00002052	2917	6,424812
0330	Сера диоксид	20	4,9977	2917	252383,85
0703	Бенз/а/пирен	996600	0,0000550836	2917	138613,2
1325	Формальдегид	332	0,50274	2917	421446,94
2754	Смесь углеводородов C12-C19	0,32	18,975348	2917	15332,081
2908	Пыль неорганическая 70-20%	10	0,00126	2917	31,815
	Всего:				856 550,1

10 ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ
к Проекту пробной эксплуатации месторождения Бастау

Инвестор (Заказчик)	АО «Нефтяная компания «КОР».
Источники финансирования	Собственные
Местоположение объекта	Кызылординская область РК, Сырдарьинский район
Полное наименование объекта, сокращенное обозначение, ведомственная принадлежность или указание собственника	Месторождение Бастау в Кызылординской области РК
Представленные проектные материалы (полное название документации)	<i>Отчет о возможных воздействиях к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Бастау»</i>
Проектные организации:	ТОО «Каспиан Энерджи ресерч»
Характеристика объекта	Добыча углеводородного сырья
Категория объекта согласно Экологического кодекса	1
Намечающееся строительство сопутствующих объектов социально-культурного назначения	Нет
Обоснование социально-экономической необходимости намечаемой деятельности	Экономическое развитие региона; • Использование местных трудовых ресурсов; • Платежи в бюджет.
Сроки намечаемых работ	2022-2024 гг.
Материал, емкость:	
• местное	Сырье Республики Казахстан
• привозное	
<i>Условия природопользования и возможное влияние намечаемой деятельности на окружающую среду</i>	
Суммарный выброс загрязняющих веществ, т/период:	По данным проекта при пробной эксплуатации месторождения Бастау, стационарными источниками загрязнения выбрасывается в атмосферный воздух всего: <u>- в период пробной эксплуатации:</u> • в 2022 году 49,00266275 г/сек –

	36,96185287 т/период; • в 2023 году 49,00266275 г/сек – 36,76357287 т/период; • в 2024 году – 49,00266275 г/сек – 36,76357287 т/период; - в период проведения расконсервации скважин в 2022 году • От 1 скв. 3,778931923 г/сек – 3,698536641 т/период; • От 2 скв. 7,557863846 г/сек – 7,397073281 т/период.
Водная среда Источники водоснабжения:	• питьевая и техническая вода привозится по договору специализированной организацией
Общее потребление воды при проведении работ, м ³ :	<u>Хозбытовая вода:</u> • при эксплуатации в 2022 году – 850,45 м³; • при эксплуатации в 2023 году – 850,45 м³; • при эксплуатации в 2024 году – 850,45 м³; • при проведении расконсервации (на 1 скв.) - 214,72 м³.
Количество сбрасываемых сточных вод, м ³ :	<u>Хозбытовая вода:</u> • при эксплуатации в 2022 году – 680,36 м³; • при эксплуатации в 2023 году – 680,36 м³; • при эксплуатации в 2024 году – 680,36 м³. • при проведении расконсервации (на 1 скв.) - 171,776 м³.
Места отведения:	Существующие септики
Земля	
Характеристика отчуждаемых земель: В постоянное пользование (га) Во временное пользование (га)	Нет Не более 1,778 га
Нарушенные земли, требующие рекультивации (га)	1,778 га
Почвенно-растительный покров:	
Типы почв, наиболее подверженных нарушению	Песчано-глинистые, серо-бурые почвы. Временное воздействие механическое (уплотнение, распыление), возможное загрязнение при аварийных разливах ГСМ и т.д.
Типы растительности, подвергающиеся	Изъятие растительных ресурсов не

техногенному воздействию	предусматривается
Фауна:	
Источники прямого воздействия на животный мир	• Изъятие мест обитания на площади • Шум от оборудования и другой техники • Воздействие временное и незначительное
Воздействие на охраняемые природные территории (заповедники, национальные парки, заказники)	Нет
Отходы производства за период пробной эксплуатации, т/год:	В 2022-2024 гг.: Промышленные отходы – 0,0618; Твердо-бытовые отходы – 1,6. При проведении расконсервации(на 1 скв.): Промышленные отходы – 0,075; Твердо-бытовые отходы – 0,199.
Предполагаемые способы утилизации отходов	Производственно-технологические отходы будут собираться в металлические емкости с последующим вывозом согласно договору
Аварийные ситуации	
Потенциально опасные технологические линии и объекты	Нет
Вероятность возникновения аварийных ситуаций	Низкая, последствия – умеренные.
Комплексная оценка изменений в окружающей среде, вызванных воздействием объекта, а также его влияния на условия жизни и здоровье населения	Уровень воздействия намечаемых работ на элементы биосферы находится в пределах адаптационных возможностей данной территории. Воздействие на здоровье населения отсутствует.
Прогноз состояния окружающей среды и возможных последствий в социально-общественной сфере по результатам деятельности объекта	Изменения состояния окружающей среды незначительные, временные, локальные. Реализация проекта окажет положительное влияние на местную и региональную экономику, а также рост занятости местного населения.

Обязательства заказчика (инициатора хозяйственной деятельности) по созданию благоприятных условий жизни населения в процессе эксплуатации объекта и его ликвидации	Обязуется выполнять комплекс природоохранных мероприятий во время проведения пробной эксплуатации месторождения Бастау
--	--

Литература.

1. Экология в вопросах и ответах. В.И. Коробкин., Л.В.Передельский. г.Ростов-на-Дону 2005г.
2. Промышленная экология. Т.А. Хван. г.Ростов-на-Дону 2003г.
3. Операции с нефтепродуктами. В.А.Бондарь., Зоря Е.И., Цагарели Д.В. г.Москва 1999г.
4. Экологическая экспертиза. В.М.Питулько. г.Москва 2004г.
5. Прогноз и контроль геодинамической и экологической обстановок в регионе Каспийского моря в связи с развитием нефтегазового комплекса. г.Москва 2000г.
6. Экология и нефтегазовый комплекс. Диаров М.Д. г.Алматы 2003г.
7. Нефть и газ. Н.К.Надиров г.Алматы 2004-2005гг.
8. Экология Казахстана. М.С.Панин. г.Семипалатинск 2005г.
9. Научно-техническое развитие нефтегазового комплекса. Доклады. г. Алматы-Кызылорда 2004г.
10. Временный регламент по охране окружающей среды при строительстве скважин. г.Пермь, 1992г.

Методические указания, законы и нормативно-правовая база:

- Экологический кодекс Республики Казахстан, от 2 января 2021 года.;
- Закон о недрах и недропользовании, от 24.06.2010г.;
- Закон о чрезвычайных ситуациях, от 05.07.1996г.;
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 21.10.1993г.;
- Водный кодекс Республики Казахстан, от 09.07.2003г.,
- Земельный кодекс, от 20.06.2003г.;
- Совместный приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 ноября 2015 года № 1072 и Министра энергетики Республики Казахстан от 30 ноября 2015 года № 675 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения». Приказ Министра национальной экономики РК №174 от 28 февраля 2015 года.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;
- «Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду», утв. Приказом МООС РК от 8 апреля 2009 г. №68-п.

ПРИЛОЖЕНИЕ

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ

При СМР и подготовительных работах

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, $K_{NO2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $K_{NO} = 0.13$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 2.98 / 3600 = 0.00885$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 2.98 / 3600 = 0.000762$

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), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 2.98 / 3600 = 0.00116$

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), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 2.98 / 3600 = 0.000993$

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	0.0006210	0.0003750

	пересчете на фтор/ (617)		
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), **$K_1 = 0.05$**

Доля пыли, переходящей в аэрозоль(табл.3.1.1), **$K_2 = 0.03$**

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), **$K_4 = 0.3$**

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, **$G_{3SR} = 8$**

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), **$K_{3SR} = 1.7$**

Скорость ветра (максимальная), м/с, **$G_3 = 9$**

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), **$K_3 = 1.7$**

Влажность материала, %, **$VL = 1$**

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), **$K_5 = 0.9$**

Размер куска материала, мм, **$G_7 = 0.01$**

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5), **$K_7 = 1$**

Высота падения материала, м, **$GB = 2$**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.3.1.7), **$B = 0.7$**

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, **$G_{MAX} = 9.52$**

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), **$GC = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_e \cdot B \cdot G_{MAX} \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 9.52 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 1.274$**

Валовый выброс, т/год (3.1.2), **$MC = K_1 \cdot K_2 \cdot K_{3SR} \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_e \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 1600 \cdot (1-0) = 0.771$**

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = \text{MAX}(G, GС) = 1.274$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MС = 0 + 0.771 = 0.771$

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., $\text{_KOLIV_} = 1$

Крепость горной массы по шкале М.М.Протождяконова, $KR1 = 2$

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), $G = \text{_KOLIV_} \cdot Q \cdot VMAX \cdot K3 \cdot K5 \cdot (1-NJ) / 3600 = 1 \cdot 3.1 \cdot 9.52 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) / 3600 = 0.01394$

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,	0.0139400	0.0084300

	цемент, пыль цементного производства – глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	---	--	--

При расконсервации скважины

Источник загрязнения N0001, Дизельный двигатель при освещении

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, 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 $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 210 * 100 = 0.18312 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.18312 / 0.531396731 = 0.344601292 \quad (A.4)$$

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:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.2133333	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	0.0138889	0.01512	0	0.0138889	0.01512

	черный)(583)					
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/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0805556	0.09072	0	0.0805556	0.09072

Источник загрязнения N0002, Дизельный двигатель БУ А-50

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 13.68

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 224.85 * 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

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_{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:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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 сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	0.0684	0	0.0563333	0.0684
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 N0003, Цементировочный агрегат, «ЦА-320М»

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 13.68

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 215.9 \cdot 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

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:

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

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	0.43776	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 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 = 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 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 = 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 Kpmax 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 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 17.46 + 3.15 · 17.46) · 0.1 · 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 · M / 100 = 99.72 · 0.000793 / 100 = 0.00079**

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 · 0.000793 / 100 = 0.00000222**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 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/	0.0001630	0.0007900

	(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		
--	--	--	--

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, $NP = \text{Масла}$

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 заправки, 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 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), $GHR = 0.27$

$$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 2 = 0.0001458$$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 20$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0001458$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), } G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$$

$$\text{Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), } M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 11.5 + 0.25 \cdot 0.15) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0001458 = 0.000146$$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000146 / 100 = 0.000146$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), } G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0001460

НА ПЕРИОД ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ **РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Источник загрязнения N 0101, Дизельгенератор ДГ-100 кВт

Исходные данные:

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 175.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

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	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:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.2133333	5.6064	0	0.2133333	5.6064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0346667	0.91104	0	0.0346667	0.91104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0138889	0.3504	0	0.0138889	0.3504
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.876	0	0.0333333	0.876
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	4.5552	0	0.1722222	4.5552
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000003	0.0000096	0	0.0000003	0.0000096
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033333	0.0876	0	0.0033333	0.0876
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель	0.0805556	2.1024	0	0.0805556	2.1024

	РПК-265П) (10)					
--	----------------	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0102, Дизельгенератор ДГ-100 кВт

Исходные данные:

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 175.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

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	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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_3 / 3600 \quad (1)$$

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)	0.2133333	5.6064	0	0.2133333	5.6064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0346667	0.91104	0	0.0346667	0.91104

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0138889	0.3504	0	0.0138889	0.3504
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.876	0	0.0333333	0.876
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	4.5552	0	0.1722222	4.5552
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000003	0.0000096	0	0.0000003	0.0000096
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033333	0.0876	0	0.0033333	0.0876
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0805556	2.1024	0	0.0805556	2.1024

Источник загрязнения N 0103, Продувочная свеча

Источник №0103. Продувочная свеча										
Исходные данные:										
Диаметр трубопровода						0,05 м;				
Диаметр свечи						0,05 м;				
Количество		n				1 ед				
Расчет выбросов загрязняющих веществ при запуске очистного устройства производится по формуле (3.1) по методике расчета выбросов ЗВ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа Приложение №1 от 18.04.2008г. №100-п										
$V_{стр} = V_k * P_a * (t_o + 273) / P_o * (t_a + 273) * z \text{ (м}^3\text{)};$										
где:										
Vк – геометрический объем контура срабатывания (м³);						0,11775				
Pa – давление в оборудовании (МПа);						0,25				
Po – атмосферное давление (МПа);						1				
to – температура газа при 0°С;						20				
ta – температура в оборудовании (°С);						292				
p – плотность газа -						0,9415 кг/м³;				
z – коэффициент сжимаемости газа;						0,88				
T – время срабатывания 1 операции						60 с;		0,20 час		
L - средняя протяженность участка трубопровода (м);						60 м				
n – количество срабатываний						12 раз/год		1 мин.каждая		
физико-химические свойства попутного газа мол.доля: углеводороды предельные Метан - 0,7213, пропан - 0,00915, Изо-бутан-0,03127.										
Результаты расчета выбросов ЗВ через свечу										
Vк	Pa	Po	to	ta	T	z	Vстр	L	Выбросы ЗВ	
м³	МПа	МПа			с		м³	м	г/с	т/год
0,11775	0,25	1	20	292	10800	0,88	0,01735	60,0000	60,0000	0,04320000
Метан		Пропан		Изо-бутан						
г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год					
43,278000	0,031160	0,549000	0,000395	1,876200	0,001350864					
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение №1 к приказу МОС РК от 18.04.2008 г. №100-п										

Источник загрязнения N 0104, Передвижная паровая установка

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 33.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 350

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b, * P, = 8.72 * 10^{-6} * 350 * 100 = 0.3052 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.3052 / 0.531396731 = 0.574335486 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	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)	0.2133333	1.0752	0	0.2133333	1.0752
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0346667	0.17472	0	0.0346667	0.17472
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0138889	0.0672	0	0.0138889	0.0672
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.168	0	0.0333333	0.168
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	0.8736	0	0.1722222	0.8736
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000003	0.0000018	0	0.0000003	0.0000018
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033333	0.0168	0	0.0033333	0.0168
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-	0.0805556	0.4032	0	0.0805556	0.4032

	C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	---	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 6101, ГЗУ

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: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 28$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 28 = 0.000554$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000554 / 3.6 = 0.000154$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000154 \cdot 27.83 / 100 = 0.0000429$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000429 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001353$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000154 \cdot 14.7 / 100 = 0.00002264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000714$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000154 \cdot 7.42 / 100 = 0.00001143$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001143 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003605$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000154 \cdot 9.3 / 100 = 0.00001432$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001432 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 14 = 0.0664$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0664 / 3.6 = 0.01844$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 27.83 / 100 = 0.00513$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00513 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1618$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 14.7 / 100 = 0.00271$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0855$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 7.42 / 100 = 0.001368$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0431$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 9.3 / 100 = 0.001715$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001715 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0541$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 1 = 0.022$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.022 / 3.6 = 0.00611$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00611 \cdot 27.83 / 100 = 0.0017$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0017 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0536$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00611 \cdot 14.7 / 100 = 0.000898$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000898 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0283$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00611 \cdot 7.42 / 100 = 0.000453$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000453 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0143$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.00611 \cdot 9.3 / 100 = 0.000568$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000568 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0179$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	28	8760
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	14	8760
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Утечки из легкой жидкости	1	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.00513	0.216753
0403	Гексан (135)	0.001715	0.072452

0405	Пентан (450)	0.001368	0.0577605
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00271	0.114514

Источник загрязнения N 6102, Нефтеналивная установка

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 (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 63.39 / 100 = 0.00668$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00668 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2107$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 14.12 / 100 = 0.001488$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001488 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0469$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 3.82 / 100 = 0.000403$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000403 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0127$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002793$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002793 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0088$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002825$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002825 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00891$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001395$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001395 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00044$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 14.12 / 100 = 0.000003106$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003106 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000098$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000084$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000084 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000265$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000583$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000583 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000184$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000059$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000186$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002825	0.0089286
0405	Пентан (450)	0.0002793	0.0088184
0410	Метан (727*)	0.001488	0.046998
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000403	0.0127265
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00668	0.21114

Источник загрязнения N 6103, Конденсатосборник

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 (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 3 = 0.01423$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01423 / 3.6 = 0.00395$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 63.39 / 100 = 0.002504$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002504 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.079$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 14.12 / 100 = 0.000558$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000558 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0176$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 3.82 / 100 = 0.000151$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000151 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00476$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001047$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001047 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001059$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000209$
 Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot _T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000466$
 Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot _T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000126$
 Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot _T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000875$
 Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot _T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000276$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000884$
 Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot _T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000884 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды,	Неочищенный нефтяной газ	6	8760

двухфазные среды)			
-------------------	--	--	--

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001059	0.0033679
0405	Пентан (450)	0.0001047	0.0033276
0410	Метан (727*)	0.000558	0.017747
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000151	0.0047997
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002504	0.079659

Источник загрязнения N 6104, Технологические линии

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 (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 27.83 / 100 = 0.002566$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002566 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.081$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 14.7 / 100 = 0.001355$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0427$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 7.42 / 100 = 0.000684$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000684 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02157$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 9.3 / 100 = 0.000857$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000857 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 27.83 / 100 = 0.00002143$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002143 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000676$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 14.7 / 100 = 0.00001132$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001132 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000357$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 7.42 / 100 = 0.00000571$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000571 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000716$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000716 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000226$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич.	Общее кол-	Время ра-
-----------	-------------	------------	-----------

	<i>поток</i>	<i>во, шт.</i>	<i>боты, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	14	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0402	Бутан (99)	0.002566	0.081676
0403	Гексан (135)	0.000857	0.027226
0405	Пентан (450)	0.000684	0.02175
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.001355	0.043057

Источник загрязнения N 6105, Устье скважины №П-1

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: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000279$
Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00088$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000621$
Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000621 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000196$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000168$
Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000168 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000053$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001166$
Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001166 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000368$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000118$
Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000118 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000372$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 63.39 / 100 = 0.00334$
Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1053$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 14.12 / 100 = 0.000744$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 3.82 / 100 = 0.0002013$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00635$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001397$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001397 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.004406$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001412 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	8	8760
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001412	0.0044872

0405	Пентан (450)	0.0001397	0.0044428
0410	Метан (727*)	0.000744	0.023656
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0002013	0.006403
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00334	0.10618

Источник загрязнения N 6106, Устье скважины №П-4

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: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000279$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00088$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000621$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000621 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000196$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000168$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000168 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000053$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 2.65 / 100 =$
0.000001166

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001166 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.0000368

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000118$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000118 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.0000372

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X =$
0.365

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 =$
0.01897

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 63.39 / 100 = 0.00334$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1053$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 14.12 / 100 = 0.000744$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.02346

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 3.82 / 100 = 0.0002013$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.00635

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001397$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001397 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 =$
0.004406

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001412 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/г</i>
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	8	8760
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001412	0.0044872
0405	Пентан (450)	0.0001397	0.0044428
0410	Метан (727*)	0.000744	0.023656
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0002013	0.006403
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00334	0.10618

Источник загрязнения N 6107, Нефтегазосепаратор

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 (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 3 = 0.01423$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01423 / 3.6 = 0.00395$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 63.39 / 100 = 0.002504$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002504 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.079$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 14.12 / 100 = 0.000558$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000558 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0176$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 3.82 / 100 = 0.000151$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000151 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00476$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001047$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001047 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00395 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001059$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000209$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000466$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000126$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000875$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000276$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000884$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000884 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Фланцевые соединения	Неочищенный нефтяной газ	6	8760

(легкие углеводороды, двухфазные среды)			
---	--	--	--

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001059	0.0033679
0405	Пентан (450)	0.0001047	0.0033276
0410	Метан (727*)	0.000558	0.017747
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000151	0.0047997
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002504	0.079659

Источник загрязнения N 6108, 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 = 192**

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 = 192**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 0.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 28**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax 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 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 28**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 0.5 / 3600 = 0.0000544**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR$
 $= (2.36 \cdot 192 + 3.15 \cdot 192) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000889$

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), ${}_M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000889 / 100 = 0.000887$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ${}_G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0000544 / 100 = 0.0000542$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), ${}_M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000889 / 100 = 0.00000249$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ${}_G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0000544 / 100 = 0.0000001523$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000001523	0.00000249
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0000542	0.000887

Источник загрязнения N 6109, 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, ${}_T = 8760$

Максимальный разовый выброс, г/с, ${}_G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, ${}_M = (Q \cdot N1 \cdot {}_T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.0111	0.3504

	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		
--	---	--	--

Источник загрязнения N 6110, Насосная станция

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: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Удельный выброс, кг/час(табл. 5.4), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 2$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.02 \cdot 2 / 3.6 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 2 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0111	0.3504

Источник загрязнения N 6111, Резервуары для нефти скв. №П-1

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.

На 2022 год

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 45$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.01$

КТМАХ = 1.01

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 65**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 3**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAH = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 195**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 5146.5**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.786**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 5146.5 / (0.786 · 195) = 33.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.16**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, **VCMAH = 15**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 445**
, P = 445

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 45**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 45 + 45 = 72**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (КТМАХ · KB + КТМИН) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 445 · 72 · (1.01 · 1 + 0.13) · 0.1 · 2.16 · 5146.5 / (10⁷ · 0.786) = 1.52**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · КТМАХ · KPMAH · KB · VCMAH) / 10⁴ = (0.163 · 445 · 72 · 1.01 · 0.1 · 1 · 15) / 10⁴ = 0.791**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 1.52 / 100 = 1.101**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.791 / 100 = 0.573**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 1.52 / 100 = 0.407**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.791 / 100 = 0.212**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 1.52 / 100 = 0.00532**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.791 / 100 = 0.00277**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.52 / 100 = 0.003344$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.791 / 100 = 0.00174$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.52 / 100 = 0.001672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.791 / 100 = 0.00087$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.52 / 100 = 0.000912$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.791 / 100 = 0.000475$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000475	0.000912
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.573	1.101
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.212	0.407
0602	Бензол (64)	0.00277	0.00532
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00087	0.001672
0621	Метилбензол (349)	0.00174	0.003344

На 2023 год

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 45$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.01$

$KTMAX = 1.01$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 65$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 3$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 195$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 4635.5$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.786$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 4635.5 / (0.786 \cdot 195) = 30.24$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.244$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 15$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 45$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 45 + 45 = 72$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 72 \cdot (1.01 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.244 \cdot 4635.5 / (10^7 \cdot 0.786) = 1.42$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 72 \cdot 1.01 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 10^4 = 0.791$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.42 / 100 = 1.029$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.791 / 100 = 0.573$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.42 / 100 = 0.3806$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.791 / 100 = 0.212$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.42 / 100 = 0.00497$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.791 / 100 = 0.00277$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.42 / 100 = 0.003124$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.791 / 100 = 0.00174$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.42 / 100 = 0.001562$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.791 / 100 = 0.00087$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 1.42 / 100 = 0.000852$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.791 / 100 = 0.000475$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000475	0.000852
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.573	1.029
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.212	0.3806
0602	Бензол (64)	0.00277	0.00497
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00087	0.001562
0621	Метилбензол (349)	0.00174	0.003124

На 2024 год

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 45$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.01$

$KTMAX = 1.01$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 65$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 3$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 195$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 4161$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.786$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 4161 / (0.786 \cdot 195) = 27.15$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 15$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$
, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 45$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 45 + 45 = 72$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 72 \cdot (1.01 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 4161 / (10^7 \cdot 0.786) = 1.42$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 72 \cdot 1.01 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 10^4 = 0.791$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.42 / 100 = 1.029$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.791 / 100 = 0.573$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.42 / 100 = 0.3806$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.791 / 100 = 0.212$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.42 / 100 = 0.00497$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.791 / 100 = 0.00277$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.42 / 100 = 0.003124$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.791 / 100 = 0.00174$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.42 / 100 = 0.001562$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.791 / 100 = 0.00087$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.42 / 100 = 0.000852$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.791 / 100 = 0.000475$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000475	0.000852
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.573	1.029
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.212	0.3806
0602	Бензол (64)	0.00277	0.00497
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00087	0.001562

	(203)		
0621	Метилбензол (349)	0.00174	0.003124

Источник загрязнения N 6112, Резервуары для нефти скв. №П-4

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.

На 2022 год

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -20**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.13**

KTMIN = 0.13

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 45**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.01**

KTMAX = 1.01

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 65**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 3**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 195**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 5146.5**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.786**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 5146.5 / (0.786 · 195) = 33.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.16**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 15**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 445**

, **P = 445**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 45**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 45 + 45 = 72**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS ·**

(KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 445 · 72 · (1.01 · 1 + 0.13) · 0.1 · 2.16 · 5146.5 / (10⁷ · 0.786) = 1.52

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 445 · 72 · 1.01 · 0.1 · 1 · 15) / 10⁴ = 0.791**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 1.52 / 100 = 1.101**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.791 / 100 = 0.573$

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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.52 / 100 = 0.407$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.791 / 100 = 0.212$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.52 / 100 = 0.00532$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.791 / 100 = 0.00277$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.52 / 100 = 0.003344$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.791 / 100 = 0.00174$

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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.52 / 100 = 0.001672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.791 / 100 = 0.00087$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.52 / 100 = 0.000912$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.791 / 100 = 0.000475$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000475	0.000912
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.573	1.101
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.212	0.407
0602	Бензол (64)	0.00277	0.00532
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00087	0.001672
0621	Метилбензол (349)	0.00174	0.003344

На 2023 год

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 45$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.01$

$KTMAX = 1.01$

Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость"}$ (все типы резервуаров)

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

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 65$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 3$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kрmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 195$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 4635.5$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.786$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 4635.5 / (0.786 \cdot 195) = 30.24$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.244$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 15$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 45$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 45 + 45 = 72$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot$

$(KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 72 \cdot (1.01 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.244 \cdot 4635.5 / (10^7 \cdot 0.786) = 1.42$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 72 \cdot 1.01 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 10^4 = 0.791$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.42 / 100 = 1.029$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.791 / 100 = 0.573$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.42 / 100 = 0.3806$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.791 / 100 = 0.212$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.42 / 100 = 0.00497$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.791 / 100 = 0.00277$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.42 / 100 = 0.003124$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.791 / 100 = 0.00174$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.42 / 100 = 0.001562$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.791 / 100 = 0.00087$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.42 / 100 = 0.000852$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.791 / 100 = 0.000475$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000475	0.000852
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.573	1.029
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.212	0.3806
0602	Бензол (64)	0.00277	0.00497
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00087	0.001562
0621	Метилбензол (349)	0.00174	0.003124

На 2024 год

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 45$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.01$

$KTMAX = 1.01$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 65$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 3$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $K_{рmax}$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 195$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 4161$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.786$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 4161 / (0.786 \cdot 195) = 27.15$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 15$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 45$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 45 + 45 = 72$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 72 \cdot (1.01 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 4161 / (10^7 \cdot 0.786) = 1.42$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 72 \cdot 1.01 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 10^4 = 0.791$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.42 / 100 = 1.029$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.791 / 100 = 0.573$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.42 / 100 = 0.3806$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.791 / 100 = 0.212$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.42 / 100 = 0.00497$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.791 / 100 = 0.00277$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.42 / 100 = 0.003124$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.791 / 100 = 0.00174$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.42 / 100 = 0.001562$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.791 / 100 = 0.00087$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

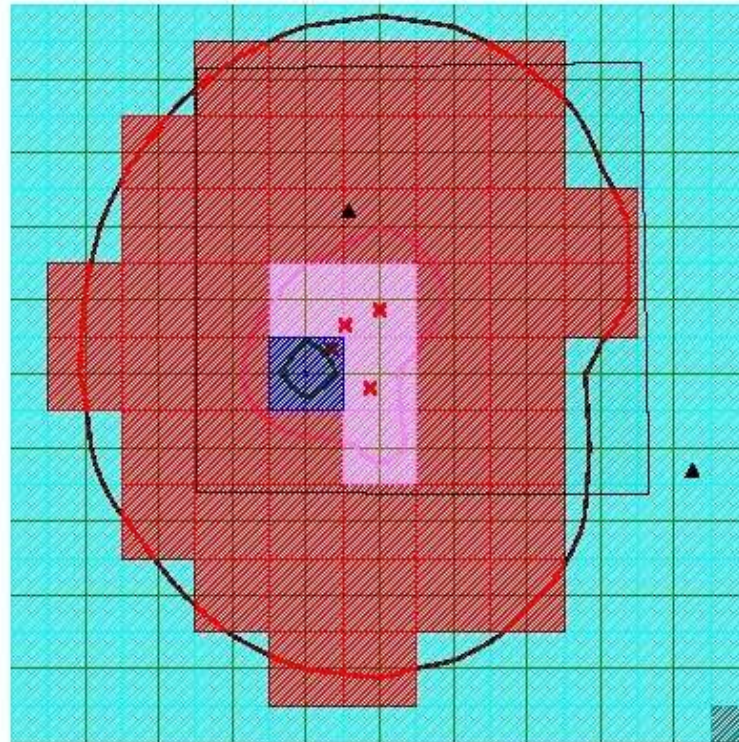
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.42 / 100 = 0.000852$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.791 / 100 = 0.000475$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000475	0.000852
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.573	1.029
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.212	0.3806
0602	Бензол (64)	0.00277	0.00497
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00087	0.001562
0621	Метилбензол (349)	0.00174	0.003124

**КАРТЫ ИЗОЛИНИЙ
ПРИЗЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ**

ПК ЭРА v2.0
0301 Азота (IV) диоксид (4)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

- 0.508 ПДК
- 1.000 ПДК
- 3.116 ПДК
- 5.728 ПДК
- 7.292 ПДК
- ▨ 0.100 ПДК
- ▨ 0.508 ПДК
- ▨ 1.000 ПДК
- ▨ 3.116 ПДК
- ▨ 7.292 ПДК

0 110 330м.
Масштаб 1 : 11000

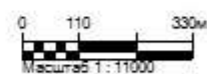


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

— 0.041 ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.100 ПДК
— 0.253 ПДК
— 0.485 ПДК
— 0.593 ПДК
0.041 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.253 ПДК



Макс концентрация 0.5939122 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=120$
При опасном направлении 43° и опасной скорости ветра 2.52 м/с
Расчетный прямоугольник № 95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее население.



Условные обозначения:

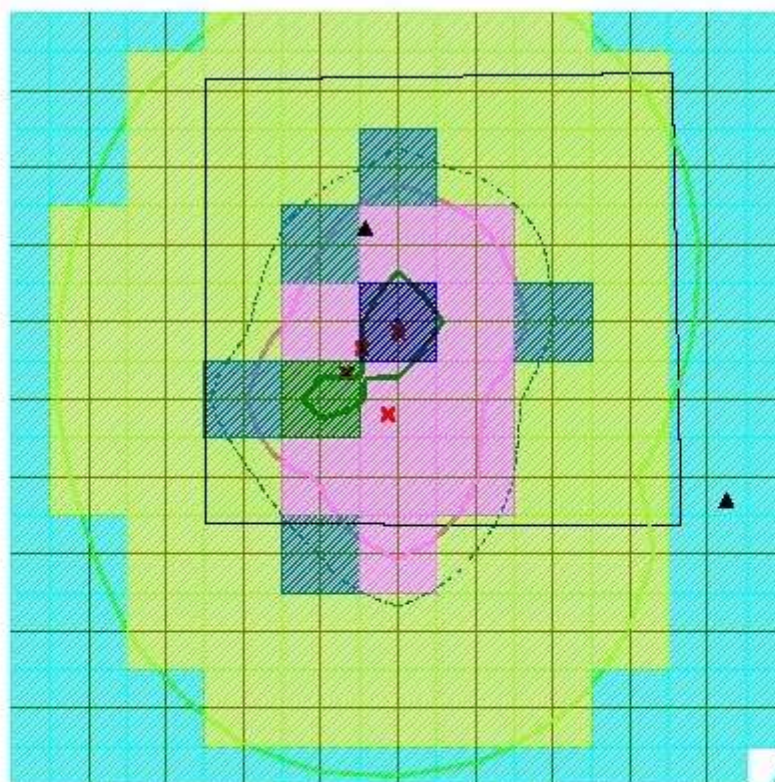
- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

- 0.019 ПДК
- 0.060 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.343 ПДК
- 0.667 ПДК
- 0.861 ПДК
- ▨ 0.019 ПДК
- ▨ 0.060 ПДК
- ▨ 0.100 ПДК
- ▨ 0.343 ПДК

0 110 330 м.
Масштаб 1 : 11000

Макс концентрация 0.8634088 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=120$
При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.26 м/с
Расчетный прямоугольник N95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

— 0.028 ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.100 ПДК
— 0.128 ПДК
— 0.229 ПДК
— 0.289 ПДК
0.028 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.128 ПДК

0 110 330м
Масштаб 1 : 11000

Макс концентрация 0.2893376 ПДК достигается в точке $x=150$ $y=270$
При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 12 м/с
Расчетный прямоугольник № 95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

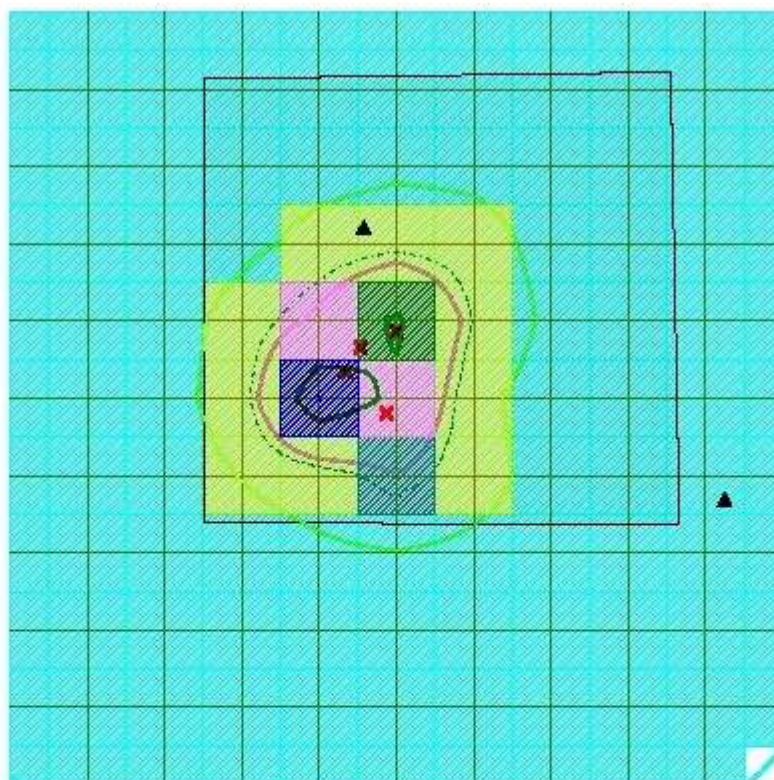
- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изоплеки в долях ПДК

- 0.021 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.109 ПДК
- 0.198 ПДК
- 0.251 ПДК
- 0.021 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.109 ПДК

0 110 330м.
Масштаб 1:11000

Макс концентрация 0.251988 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=120$
При опасном направлении 43° и опасной скорости ветра 2.68 м/с
Расчетный прямоугольник № 95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее население.



Условные обозначения:
 □ Территория предприятия
 □ Сан. зона, группа N 01
 ▲ Расч. точки, группа N 01
 ▲ Расч. точки, группа N 02
 — Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК
 — 0.007 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.123 ПДК
 — 0.240 ПДК
 — 0.310 ПДК
 □ 0.007 ПДК
 □ 0.050 ПДК
 □ 0.100 ПДК
 □ 0.123 ПДК

0 110 330м.
 Масштаб 1 : 11000

Макс концентрация 0.3106514 ПДК достигается в точке $x=0$, $y=120$
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.26 м/с
 Расчетный прямоугольник № 95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Сан. зона, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 01
- ▲ Расч. точки, группа N 02
- Расч. прямоугольник N95

Изолинии в долях ПДК

- 0.032 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.253 ПДК
- 0.473 ПДК
- 0.606 ПДК
- 0.032 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.253 ПДК

0 110 330 м
Масштаб 1 : 11000

Макс концентрация 0.606922 ПДК достигается в точке $x = 0$, $y = 120$
При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.26 м/с
Расчетный прямоугольник N95, ширина 1500 м, высота 1500 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 11*11
Расчет на существующее положение.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года

01042P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан
Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4.,
БИН: 020840001081

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер
юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-
идентификационный номер филиала или представительства иностранного
юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у
юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия),
индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области
охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и
уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет
экологического регулирования и контроля Министерства
энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики
Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 14.07.2007

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01042Р

Дата выдачи лицензии 14.07.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4., БИН: 020840001081

(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))



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 жылы

01042P

Қоршаған ортаны қорғау саласындағы жұмыстарды орындауға және қызметтерді көрсетуге лицензия беру айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

"Каспиан Энерджи Ресерч" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060005, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Атырау қ., көшесі ҒАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, № 4 үй., БСН: 020840001081 берілді

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту

Иеліктен шығарылмайтын, I-сынып

(иеліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензиар

«Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі.

(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні **14.07.2007**

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер

Астана қ.



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 01042Р

Лицензияның берілген күні 14.07.2007 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- Шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат

"Каспиан Энерджи Ресерч" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060005, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау қ.Ә., Атырау қ., көшесі ҒАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, № 4 үй., БСН: 020840001081

(занды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

(орналасқан жері)

Лицензияның
қолданылуының
ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар

«Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі.

(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Қосымшаның нөмірі 001

Қолданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні 14.07.2007

Берілген орны Астана қ.

Приложение 5. Справка о фоновых концентрациях

КАЗАКСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТЕРЛІГІ



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

«КАЗИДРОМЕТ»
ШАРАПШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫМЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КАСПНОРЫН

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО
ВЕДЕНИЯ «КАЗИДРОМЕТ»

010000, Нұр-Сұлтан қаласы, Мәңгілік Ел даңғылы, 11/1

тел: 8(7172) 79-83-03, 79-83-84

факс: 8(7172) 79-83-44, info@kazidromet.kz

010000 г. Нұр-Сұлтан, проспект Мәңгілік Ел, 11/1

Тел: 8(7172) 79-83-03, 79-83-84

факс: 8(7172) 79-83-44, info@kazidromet.kz

13-09/2485

09.08.2020 г.

«Каспian Энерджи
Ресерч» ЖШС

Қазақстан Республикасы Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі «Казидромет» РМҚ, 2020 жылғы 27 шілдедегі №25 хатынаға сәйкес, Қызылорда МС бойынша климаттық ақпаратты қосымшаға сәйкес ұсынады.

Ақпарат 1 парақта қоса беріліп отыр.

РГП «Казидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, согласно письмам №25 от 27 июля 2020 года, предоставляет климатические данные по МС Кызылорда.

Информация прилагается на 1 листе.

Бас директорын
орынбасары

М. Орынбасаров

Орынб: К. Иманқұз
Тел.: 79-83-66

0004787

Приложение к письму
№13-09/ 2465
от «05» 08 2020г

Климатические характеристики по МС Кызылорда за 30 лет

Наименование	МС Кызылорда
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	-10,4°C
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+34,4°C
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	8 м/с
Количество осадков за год, мм	160 мм
Количество дней с устойчивым снежным покровом за год, дни	59 дней

Повторяемость направления ветра и штилей (%) и роза ветров

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Год	18	26	13	4	7	10	13	9	20

Роза ветров



Исп.: А.Шахметова
Тел. 8(7172)798302 вн.1104



ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИғИ РЕСУРСТАР МИНИСТЕРЛІГІ



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

«ҚАЗГИДРОМЕТ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРІТУ
ҚҰҚЫМЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО
ВЕДЕНИЯ «КАЗГИДРОМЕТ»

010000, Нұр-Сұттан қаласы, Мәңгілік Ел даңғылы, 11/1

тел: 8(7172) 79-83-93, 79-83-84

факс: 8(7172) 79-83-44, info@meteo.kz

11-1-02/2036

29.07.2020

010000 с. Нұр-Сұттан, проспект Мәңгілік Ел, 11/1

Тел: 8(7172) 79-83-93, 79-83-84

факс: 8(7172) 79-83-44, info@meteo.kz

«Каспиян Энерджи
Ресерч» ЖШС

Сіздің 2020 жылғы 27 шілдесі №25 сұранысыңызға

«Қазгидромет» РМК, зиянды заттардың фондық шоғырлануы туралы Сіздің сұранысыңызды қарап:

- Қызылорда облысы, Сырдария ауданында атмосфералық ауаның жай-күйіне бақылау жүргізілмейтіндігіне байланысты ауадағы ластанушы заттардың фондық шоғырлануы туралы анықтама беру мүмкін емес екендігін хабарлайды.

Бас директорының орынбасары

С. Саипов

Орынб.: Л. Каскенова

Тел.: 8 (7172) 79 83 33

0004704

11-1-07/2434
29.07.2020

«Жаспан Энерджи
Ресерч» ЖШС

На Ваш запрос №25 от 27 июля 2020 года

РГП «Казгидромет», рассмотрев Ваше письмо касательно предоставления фоновой справки сообщает, что в связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха:

- в Кызылординской области, Сырдарьинского района выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

Заместитель генерального директора



С. Саипов

Исп.: Л. Каскенова
Тел.: 8 (7172) 79 83 33

НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

к Отчету о возможных воздействиях к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Бастау» (по состоянию на 01.08.2021г.)

В административном отношении месторождение Бастау находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: поселок Теренозек, расположенный ориентировочно в 100 км к юго-западу от месторождения и железнодорожные станции Джусалы и Джалагаш, которые расположены соответственно на расстояниях 135 км и 120 км.

Расстояние от месторождения до областного центра г.Кызылорда составляет до 115 км. На расстоянии порядка 40 км к северу от месторождения проходит нефтепровод Каракойын-Кумколь. Объект находится в южной части Арыскупского прогиба на разведочных блоках XXIX-39-D (частично), Е (частично); XXX- 39-A (частично), В (частично). Ранее эти разведочные блоки входили в состав лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» (МГ №2а от 19 марта 1997г), которые были возвращены государству в связи с истечением срока разведки. За весь период деятельности ТОО СП «Казгермунай» проведен значительный объем работ по изучению геологического строения контрактной территории, в том числе выполнена сейсморазведка 3Д, построены структурные карты по ОГ-Паг (кровля отложений K1nc1ar), ОГ-III-1 (кровля отложений J3km), ОГ-PZ (кровля палеозойских отложений).

В 2015 году права недропользования принадлежала ТОО «SSM-Ойл» согласно письма Министерства энергетики РК за №08-03-7664/И от 15.12.2015г.

В 2016 году ТОО «Турангео» составлен «Проект поисковых работ на контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» в пределах блоков XXIX - 39-D (частично), Е (частично); XXX-39-A (частично), В (частично) в Кызылординской области» (письмо МЭМР РК исх.№08-2-03-3132/и от 23.06.2016г).

В 2016 году Дополнением №1 (рег.№43964 от 26.12.2016г) права недропользователя ТОО «SSM-Ойл» по Контракту №4347 от 28.09.2016г переданы ТОО «KS-Oil» (письмо МЭМР РК № 261 от 13.10.2016 г).

В 2020 году Дополнением №2 (рег.№4814 от 02.06.2020г) права обязанности недропользователя ТОО «KS-Oil» по Контракту №4347 от 28.09.2016 г переданы АО «Нефтяная компания «КОР» (письмо МЭМР РК № 10-07-ЭК-28 от 05.04.2019 г) на проведение разведки углеводородного сырья сроком на 6 лет. С августа 2020 года месторождение было введено во временную консервацию.

АО «Нефтяная компания «КОР» расположена по адресу: РК,120008, Кызылординская обл., г. Кызылорда, проспект Абая, 58. тел: + 7 (7242)23-15-51

Основанием для выполнения отчета послужили переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д, результаты бурения, испытания скважин и изучение свойств флюидов.

Целью и задачей пробной эксплуатации является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, построение геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи углеводородов месторождения.

В работе проведено обоснование выделения объектов пробной эксплуатации, выполнен расчет предполагаемых объемов добычи нефти, жидкости и газа в период пробной эксплуатации, составлена программа комплекса исследовательских работ, включающая комплекс геолого-геофизических и гидродинамических исследований

скважин, лабораторных исследований керна, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, составлена программа работ по доразведке месторождения.

Согласно проектным решениям эксплуатационный фонд добывающих скважин составит: на 2022 год – 2 скважины, 2023 год - 2 скважины, 2024 год – 2 скважины. Данные скважины из эксплуатационного фонда №№П-1 и П-4 будут введены путем расконсервации в 2022 году.

В проекте Отчета о возможных воздействиях определены предварительные нормативы предельно-допустимых эмиссий: 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.

Гидрографическая сеть не развита. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют. В гидрогеологическом отношении объект находится в пределах южной части Торгайского артезианского бассейна.

На территории участка отсутствуют водоохранные зоны и полосы, также территория не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Согласно Разделу 1 «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным», приложения 1 Экологического кодекса, данный объект относится к 1 категории.

Проектируемые работы будут производиться в пределах ограниченной площадки на лицензионной территории предприятия, что позволяет при соблюдении предусмотренным проектом природоохранных мероприятий свести к минимуму негативное воздействие на окружающую среду.

Ближайшие населенные пункты находятся на значительном удалении от площадок проведения работ и не попадут в зону воздействия (расстояние от источников выбросов до значения 1 ПДК_{мр}).

По данным проекта при пробной эксплуатации месторождения Бастау, стационарными источниками загрязнения выбрасывается в атмосферный воздух всего:

- в период пробной эксплуатации:

- в 2022 году 49,00266275 г/сек – 36,96185287 т/период;
- в 2023 году 49,00266275 г/сек – 36,76357287 т/период;
- в 2024 году – 49,00266275 г/сек – 36,76357287 т/период;

- в период проведения расконсервации скважин в 2022 году

- От 1 скв. 3,778931923 г/сек – 3,698536641 т/период;
- От 2 скв. 7,557863846 г/сек – 7,397073281 т/период;

Проведенные в рамках Отчета расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере наглядно показали, что выбросы от оборудования, используемого при проведении работ, не приводят к сверхнормативному загрязнению воздуха в районе проведения работ.

Количественные параметры выбросов, полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены на следующих стадиях проектирования в технических проектах.

Снабжение питьевой водой буровых бригад, находящихся в степи, осуществляется привозной водой согласно договора подрядной организацией. Водоснабжение осуществляется привозной водой согласно договору со специализированной организацией.

Все отходы вывозятся согласно договору специализированной организацией.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе проведения работ играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям.

В результате несовершенства технологий, других объективных и субъективных причин на всех этапах операций с нефтью и нефтепродуктами могут происходить отдельные аварии, приводящие к разливам нефти и нефтепродуктов и загрязнению атмосферы, почвы и подземных вод, что, безусловно, изменяет состояние окружающей среды и, как следствие, снижает качество жизненного пространства населения и биоты.

Однако, при правильном выполнении всех технологических операций и соблюдении рекомендаций вероятность возникновения аварийных ситуаций сведена к минимуму, что исключает возможность загрязнения компонентов окружающей среды.

Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций и др.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

Принимая во внимание сложность проблем сохранения и защиты окружающей среды, ее хозяйственную, научную и культурную ценность, компания АО «Нефтяная компания «КОР» будет последовательно внедрять в практику своей работы экологическую политику, направленную на всемерное сохранение окружающей среды и снижение воздействия на нее в процессе проведения своих работ.

Политика охраны здоровья, труда, защиты окружающей среды и качества является важнейшей составной частью деятельности Компании и требует спланированного, систематического распознавания, исключения или сокращения возможностей любого риска. Для достижения поставленных целей Компания должна принять строгую систему качественного контроля по вопросам управления экологическими рисками так же, как и к другим важнейшим сторонам своей деятельности.

При реализации проекта пробной эксплуатации должен быть сделан на современные, экологически безопасные технологии, учтен опыт проведения аналогичных работ.

При выполнении проектируемых работ Буровой подрядчик должен максимально минимизировать воздействия на окружающую среду, руководствуясь действующими нормативными документами, инструкциями и методиками.

Мероприятия по охране окружающей среды будут комплексными, обеспечивающими максимальное сохранение всех компонентов окружающей среды.

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
АО «НК «КОР»
«Нефтяная компания «КОР»
Узаков Д.Д.
« » 2021 г

