

**CASPIAN ENERGY
RESEARCH**

OIL AND GAS GEOLOGY AND ENGINEERING

.....

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Сисекенов О.Л.

2021г.



**ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
К ДОПОЛНЕНИЮ ПРОЕКТА РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
ПО ОЦЕНКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КЕМЕРКОЛЬ
СОГЛАСНО КОНТРАКТА №1580 ОТ 18.11.2004 Г**

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

Атырау-2021.

АННОТАЦИЯ

Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) к «Дополнению проекта разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г».

Выполнение проекта оценки воздействия на окружающую среду осуществлено ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч». Заказчик проекта – ТОО «АП-Нафта Оперейтинг».

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

ПредОВОС выполнен в соответствии с «Экологическим Кодексом Республики Казахстан» и согласно «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденная приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 28 июня 2007 года №204-П. и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

Площадь контрактной территории составляет 57,727 кв.км, глубина геологического отвода - до фундамента.

Координаты угловых точек геологического отвода

№№ угл.т.чк	Координаты угл.т.чк		№№ угл.т.чк	Координаты угл.т.чк	
	СШ	ВД		СШ	ВД
1	47°55'53"	54°07'40"	6	47°58'40"	54°10'00"
2	47°57'31"	54°07'27"	7	48°00'52"	54°14'37"
3	47°57'36"	54°07'40"	8	47°58'43"	54°17'13"
4	47°59'35"	54°10'00"	9	47°55'22"	54°10'24"
5	47°59'35"	54°10'00"			

В ранее разработанном «Проекте разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г.» (Заключение ГЭЭ на ПредОВОС №KZ31VCY00137363 от 26.11.2018 г.), было запланировано бурение 6 оценочных скважин, из них 4 скважины №№78, 86, 87, 88 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности подкарнизных пермотриасовых отложений, 2 скважины №№67,71 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности юрских и триасовых отложений. Скважины №№78,87,88 были зависимыми от результатов бурения и испытаний скважины 85.

С учетом результатов бурения скв.76 и 85 и испытаний скважины 85, которые проходили в сложных геологических условиях (АВПД), что отразилось на сроках испытаний и финансовых затратах, недропользователем были внесены изменения в объемы и сроки бурения проектных скважин, было принято решение отменить бурение 2 зависимых скважин №№87, 88 на подкарнизные пермотриасовые отложения.

По результатам интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д были выделены новые локальные нефтегазоперспективные объекты в триасовых отложениях на северо-западном крыле месторождения Кемерколь.

Настоящим Дополнением к «Проекту проекта разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г.» закладывается бурение 6 оценочных скважин №№78, R101, R102, R103, R104, R105, из них 3 скважины №78, R101, R102 независимые и 3 скважины R103, R104, R105 - зависимые от результатов бурения скважин R101 и R102.

Целью бурения скважины №78 с проектной глубиной 2500 м является изучение геологического строения и оценка залежей УВС в надсолевых триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях; целью бурения скважин R101, R102, R103, R104, R105 с проектными глубинами от 1300 м до 2000 м является изучение геологического строения и оценка нефтеносности триасовых отложений северо-западного крыла месторождения Кемерколь.

Проектом запланировано проведение комплекса геолого-геофизических и промысловых исследований, включающих ГИС, отбор керна, шлама, пластовых флюидов, их аналитическое изучение, опробование.

Обоснованием продолжения проведения разведочных работ на контрактной территории Кемерколь являются:

- результаты переинтерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 3Д;
- положительные результаты глубокого бурения в пределах исследуемой территории (установленные запасы нефти в триасовых отложениях на северо-западном и юго-западном крыле структуры Кемерколь, выявленные залежи в подкарнизных пермотриасовых отложениях в скв. №№76, 85 и в юрских отложениях в скв.62);
- соответствие требованиям Кодекса о недрах и недропользовании (статья 116 пункт 4.3), где под сложными проектами разведки признаются проекты в рамках контрактов на разведку и добычу углеводородов со следующими параметрами - аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности 1,5 и выше.

Для разработки проекта ПредОВОС были использованы исходные материалы:

- Дополнение к «Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г».
- фондовые материалы и литературные источники.

В административном отношении район работ расположен в Кызылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшие железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, а районный центр - село Миялы в 120 км.

В непосредственной близости от участка работ расположена железнодорожная станция Жантерек. Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау.

В период проведения работ при строительстве скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105 будет действовать всего 27 стационарных источника. Из них 9 организованных и 18 неорганизованных источников.

В период проведения работ при строительстве скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105 будет действовать всего 27 стационарных источника. Из них 9 организованных и 18 неорганизованных источников.

Всего при выполнении планировочных работ по обустройству земельного участка, бурении и испытании скважины №78 определено 21 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 10 являются организованными. В атмосферу будут выбрасываться вещества 23 наименований. Согласно «Санитарно-эпидемиологических требований к проектированию производственных объектов», утвержденных приказом Министра Национальной экономики РК №237 от 20 марта 2015 года., минимальный размер СЗЗ для производств по добыче нефти и производств II класса опасности предусматривается размером 500 м.

Содержание

РАЗДЕЛ 1.	ВВЕДЕНИЕ	5
РАЗДЕЛ 2.	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.	6
2.1.	Общие сведения	6
2.2.	Общие сведения о проведенных работах	
2.3.	Геолого-физическая характеристика месторождения	
РАЗДЕЛ 3.	СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.	8
3.1.	Атмосферный воздух	8
3.2.	Характеристика почвенно-растительного покрова.	9
3.3.	Характеристика животного мира	10
3.4.	Радиационная обстановка территории	12
3.5.	Тектоническое строение	12
РАЗДЕЛ 4	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ	15
4.1.	Мероприятия по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	15
4. 2.	Обоснование принятого предварительного размера санитарно-защитной зоны.	16
4..3.	Источники и масштабы загрязнения атмосферы при возможных аварийных ситуациях	16
4. 4.	Охрана недр	17
4.5.	Отходы производства и потребления	18
4.5.1.	Характеристика отходов производства и потребления	18
4.5.2.	Обращение с отходами	20
4.5.3.	Мероприятия по минимизации объемов и снижению токсичности отходов производства и потребления	22
4.6.	Воздействие на почвенно-растительный покров	23
4.6.1.	Источники, виды воздействия и критерии оценки	23
4.6.2.	Оценка воздействия на почвенно-растительный покров	28
4.6.3.	Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на почвенно-растительный покров	30
4.7.	Воздействие на животный мир	33
4.7.1.	Источники и виды воздействия н животный мир	33
4.7.2.	Критерии оценки воздействия	34
4.7.3.	Оценка воздействия антропогенных факторов на животный мир	35
4.7.4.	Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир	37
4.8.	Радиоэкологическая ситуация	37
4.8.1.	Критерии оценки радиационной ситуации	38
4.8.2.	Мероприятия по радиационной безопасности	39
РАЗДЕЛ 5	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	41
5.1.	Атмосферный воздух	41
5.1.1.	Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ	45

	от стационарных источников.	
5.1.2.	Расчет выбросов вредных веществ от передвижных источников загрязнения	97
5.1.3.	Предложение по установлению предельно-допустимых выбросов (ПДВ)	98
5.1.4.	Предложения по контролю выбросов в атмосферу	103
5.2	Воздействие работ на водные объекты	104
5.2.1.	Система водоснабжения и водоотведения	104
5.2.2.	Характеристика воздействия на водные ресурсы. Аварийные ситуации	106
5.2.3.	Мероприятия по охране водных ресурсов	107
5.3	Оценка воздействия проектируемых работ на подземные воды	108
5.3.1.	Источники воздействия	108
5.3.2.	Воздействие на грунтовые воды	109
5.3.3.	Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия	109
РАЗДЕЛ 6	Предложение по составлению программы экологического мониторинга.	111
РАЗДЕЛ 7	ПЛАТА ЗА НЕИЗБЕЖНЫЙ УЩЕРБ И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.	114
7.1.	Расчет платы за выбросы вредных веществ в атмосферу	114
7.1.1.	Расчет платы за выбросы от стационарных источников	114
7.1.2.	Расчет платы за выбросы от передвижных источников загрязнения	117
7.1.3.	Расчет платы за размещение отходов	118
РАЗДЕЛ 8	Заявление об экологических последствиях	119
ЛИТЕРАТУРА		123

ПРИЛОЖЕНИЕ

-Карты

-Лицензия

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа представляет собой Предварительную оценку воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) к «Дополнению проекта разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г».

Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) выполнена в соответствии с требованиями «Экологического Кодекса Республики Казахстан», «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденная приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 28 июня 2007 года №204-П и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В ПредОВОС определяются потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды.

ПредОВОС включает следующие разделы:

- характеристику современного состояния окружающей среды, включая атмосферу, гидросферу, литосферу, флору и фауну;
- анализ приоритетных по степени антропогенной нагрузки факторов воздействия и характеристику основных загрязнителей окружающей среды;
- оценку чувствительности наиболее уязвимых природных сред;
- прогноз и оценку ожидаемых изменений в окружающей среде и социальной сфере при реализации проекта;

Согласно кодексу в состав ПредОВОС входят следующие разделы, требуемые для представления в органы экологической экспертизы:

- детальная информация о природных условиях территории, отведенных под эксплуатацию объектов;
- характеристика намечаемой деятельности;
- оценка воздействия деятельности на природную среду;
- рекомендуемые природоохранные мероприятия, включая и аварийные ситуации;
- программа экологического мониторинга и др.;

ПредОВОС выполнен ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» (государственная лицензия на природоохранное проектирование №01042Р от 14.07.07 г., выданная Министерством охраны окружающей среды) по заказу ТОО «АП - Нафта Оперейтинг».

Заказчик проекта: ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Адрес: г. Атырау, ул. Азаттык 48, тел. 87019575175.

БИН 151 0140 012 039

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4

тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175

e-mail: Atyrau@cer.kz

БИН 020840001081

АО «Народный Банк Казахстана»

ИИК KZ686017141000001524 БИК HSBK KZ KX

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

В соответствии с *Экологическим кодексом Республики Казахстан от 9.01.2007 №212* 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 объектам, 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 проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденной Приказом Министра ООС РК от 28 июня 2007 года №204-п (с изменениями в соответствии с Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 17 июня 2016 года № 253). 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.

В соответствии со статьей 16 Экологического кодекса РК разработаны **«Правила экономической оценки ущерба от загрязнения окружающей среды»**, которые были утверждены Постановлением Правительства РК от 27.06.2007 г. №535 (с изменениями и дополнениями от 21.06.2016 г.).

РАЗДЕЛ 2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

2.1. Общие сведения о районе работ.

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

В административном отношении район работ расположен в Кызылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан (рис. 1.).

Ближайшие железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, а районный центр - село Миялы в 120 км.

В непосредственной близости от участка работ расположена железнодорожная станция Жантерек. Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау.

Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань-Актюбинск, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м.

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом (максимальная температура +45 °С), малоснежной холодной зимой (до -35°С -40°С).

Количество осадков не превышает 280 мм в год и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскисающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми.

Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы.

Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное.

Своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло-каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м.

Растительность бедная, исключительно травянистая. Покрытие почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках рельефа пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

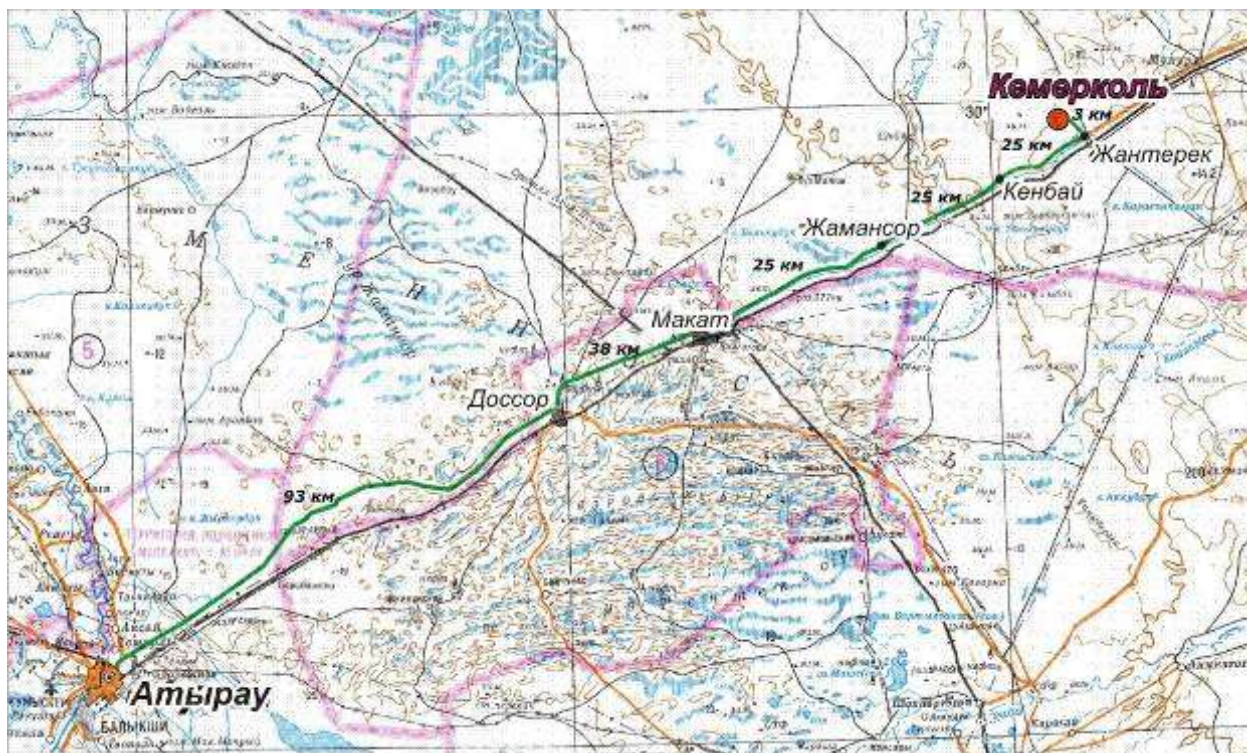


Рис.1. Обзорная карта

2.2. Обоснование пространственных границ участка недр в целях оценки

Настоящим проектом предусматривается проведение оценочного бурения на контрактной территории Кемерколь в объеме 6 оценочных скважин.

Все проектные скважины проектируются в пределах действующего геологического отвода на северо-западном крыле месторождения Кемерколь (рис.2.2.1).

На подкарнизном поднятии I в пределах северо-западного крыла закладывается бурение оценочной скважины 78 проектной глубиной 2500 м с целью оценки продуктивных залежей, установленных в отложениях подкарнизного триаса (участок 1 для оценки).

На этом участке в надсолевых триасовых отложениях выделены новые ловушки по данным интерпретации данных МОГТ 3Д, с целью оценки перспектив нефтегазоносности настоящим проектом закладывается бурение 5 скважин R101, R102, R103, R104, R105, двух независимых R101, R102 и трех скважин R103, R104, R105, зависимых от результатов бурения независимых скважин.

Границы участка оценки ограничены следующими угловыми точками:

№№угл.т.чк	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°56'45"	54°07'29"
2	47°57'31"	54°07'27"
3	47°57'36"	54°07'40"
4	47°58'20"	54°07'30"
5	47°58'56"	54°08'36"
6	47°57'47"	54°10'10"
7	47°56'48"	54°10'13"

Площадь участка - 10,656 км².

Координаты угловых точек горного отвода участка №1

Номера угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°56'49"	54°08'21"
2	47°58'16"	54°08'27"
3	47°58'47"	54°08'52"
4	47°59'05"	54°09'21"
5	47°58'30"	54°10'03"
6	47°57'47"	54°10'10"

Площадь участка №1 - 5,695 км².

Координаты угловых точек горного отвода участка №2

Номера угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°55'55"	54°10'27"
2	47°56'48"	54°11'04"
3	47°56'53"	54°11'30"
4	47°56'27"	54°11'19"
5	47°56'10"	54°11'01"
6	47°55'47"	54°10'28"

Площадь участка №2 - 0,894 км².

Координаты угловых точек горного отвода участка №3

Номера угловых точек	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°58'06"	54°15'47"
2	47°58'45"	54°15'00"
3	47°58'59"	54°15'20"
4	47°58'20"	54°15'53"

Площадь участка №3 - 0,684 км².

С учетом границ участка, выделенного для оценки, и 3 участков горного отвода, недропользователь планирует вернуть государству часть контрактной территории Кемерколь, где не будут проводиться геологоразведочные работы, в объеме 51,179 кв.км, что составляет 88,7% от контрактной территории.

Границы возвращаемой территории ограничены следующими угловыми точками:

№№угл.тчк	Географические координаты угл.тчк	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°55'53"	54°07'40"
2	47°56'45"	54°07'29"
3	47°56'48"	54°10'13"
4	47°57'47"	54°10'10"
5	47°58'30"	54°10'03"
6	47°59'05"	54°09'21"
7	47°58'47"	54°08'52"
8	47°58'56"	54°08'36"
9	47°59'35"	54°10'00"
10	47°58'40"	54°10'00"
11	48°00'52"	54°14'37"
12	47°58'43"	54°17'13"

13	47°55'22"	54°10'24"
14	47°55'55"	54°10'27"
15	47°56'48"	54°11'04"
16	47°56'53"	54°11'30"
17	47°56'27"	54°11'19"
18	47°56'10"	54°11'01"
19	47°55'47"	54°10'28"
20	47°58'06"	54°15'47"
21	47°58'45"	54°15'00"
22	47°58'59"	54°15'20"
23	47°58'20"	54°15'53"

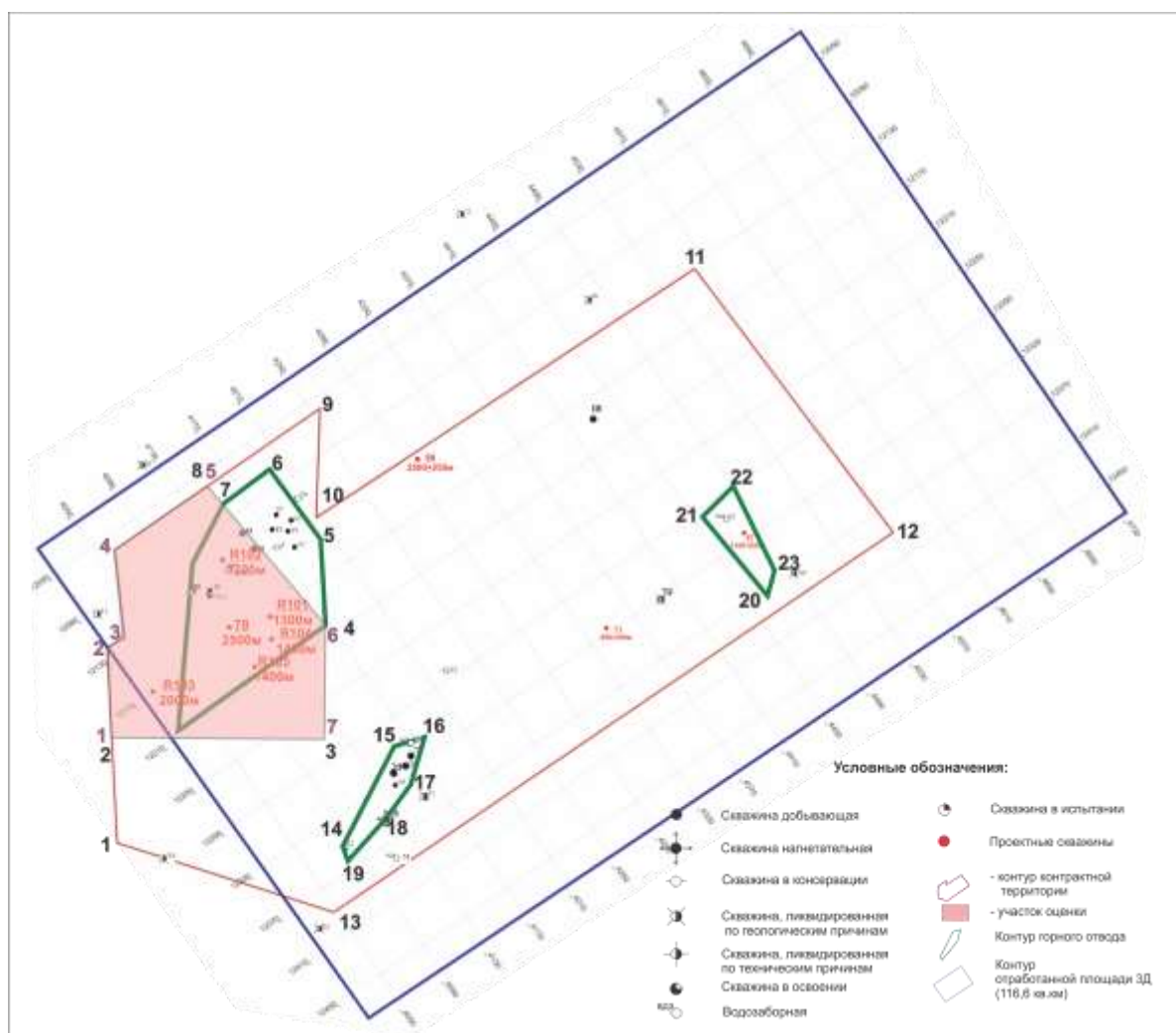


Рис.2.2.1 - Кемерколь. Схема расположения участка оценки

2.3. Общие сведения о проведенных работах.

По административному делению контрактная территория Кемерколь расположена в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Географически площадь находится в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий с отметками поверхности фундамента от минус 8.0 до минус 10.0 км.

Площадь контрактной территории составляет 65 кв.км, глубина геологического отвода - до фундамента.

Координаты угловых точек геологического отвода

№№ угл.тчк	Координаты угл.тчк		№№ угл.тчк	Координаты угл.тчк	
	СШ	ВД		СШ	ВД
1	47°55'53"	54°07'40"	6	47°58'40"	54°10'00"
2	47°57'31"	54°07'27"	7	48°00'52"	54°14'37"
3	47°57'36"	54°07'40"	8	47°58'43"	54°17'13"
4	47°59'35"	54°10'00"	9	47°55'22"	54°10'24"
5	47°59'35"	54°10'00"			

В период 1960-1978 гг на площади Кемерколь проводились региональные сейсмические, гравии- и электроразведочные работы, геологическая съемка.

В 1980 г Центральной геологопоисковой экспедицией объединения «Гурьевнефтегазгеология» на структуре Кемерколь проведено глубокое поисковое бурение. Пробурены две скважины (Г-1, Г-2) в сводовой части купола, которые были ликвидированы по геологическим причинам.

В 1990 г в результате пересмотра геолого-геофизических материалов по куполам Кемерколь и Кожа Южный был составлен единый проект поискового бурения.

По этому проекту на площади Кемерколь было пробурено 11 скважин (4, 9, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 52, 53, 59). Из них в скважинах 4, 9 и 20 в 1991 г были получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 1990-1993 гг проведены сейсмические исследования МОГТ 2Д.

В 1994 г «КазНИГРИ» был проведен оперативный подсчет запасов нефти и газа продуктивных горизонтов в отложениях триаса, эти запасы были утверждены ГКЗ РК (протокол №74-ПЗ от 23.12.1994 г). По месторождению Кемерколь на 01.01.1994 г на госбалансе РК числились запасы нефти геологические/извлекаемые по категории С₁ (р-н скв.№20) - 2492/745 тыс.т и 2234/350 тыс.т по категории С₂. ГКХ «Акбота» в IV квартале 1994 г получила прирост запасов нефти в количестве: геологические 2181 тыс.т, извлекаемые 345 тыс.т по результатам дополнительного объема геолого-поисковых работ в скважинах №№4,9, что позволило запасы нефти Т-I и Т-II в районе этих скважин перевести из категории С₂ в С₁.

В 2004 г право недропользования на контрактной территории Кемерколь получило ТОО «Saga Creek Gold Company» согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г, права недропользования переданы ТОО «Viktoria Energy Central Asia» по Дополнению №1 к контракту (рег. №1832 от 15.09.2005г).

В 2005 г ТОО «АкАй Консалтинг» составлен проект разведки месторождения Кемерколь, который согласован управлением «ЗапКазНедра» протоколом №136/2005 от 13.09.2005 г, проектом предусматривалось бурение 10 скважин.

За период 2005-2010 гг выполнено бурение 7 скважин (№№ 9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из которых в скважинах №№9-БИС и 73 получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 2006 г АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсмические исследования МОГТ-3Д в объеме 116,55 кв.км (12235 физ.точек). В результате проведенных работ было уточнено геологическое строения надсолевых и подсолевых отложений контрактной территории.

В 2007 г ТОО «АкАй Консалтинг» выполнен проект пробной эксплуатации, согласованный ЦКР РК протоколом №44 от 13.07.2007 г, срок пробной эксплуатации завершен 13.07.2011 г.

В связи с выходом приказа МЭ и МР от 6 июня 2008 г о признании недействительным соответствующие дополнение к Контракту на разведку УВС в части передачи недропользования от ТОО «Saga Creek Gold Company» в пользу ТОО «Viktoria

Energy Central Asia» на основании решения Специализированного межрайонного экономического суда Атырауской области от 06.03.2008 г на месторождении Кемерколь приостановлены геологоразведочные работы, скважины №№ 20,73, находящиеся в пробной эксплуатации, с 12 июня 2008 года были введены в консервацию. Работы на месторождении, оборудование и механизмы были временно законсервированы.

23 февраля 2009 г МЭ и МР было утверждено Дополнение №2 (рег.№3021) к Контракту №1580, согласно которому была разрешена передача права недропользования от ТОО «Сага Крик Голд Компани» в пользу ТОО «Бакыт Тау».

В 2010 г ТОО «Центр Консалтинг» выполнил переинтерпретацию данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое строение контрактной территории.

В 2012 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» разработан проект оценочных работ, по которому предусматривалось бурение скважины 75 проектной глубиной 1100+250 м (согласован протоколом ЦКРР РК №28 от 15.11.2012 г, утвержден письмом комитета геологии и недропользования МИИР №17-02-852-И от 28.11.2012 г).

В 2016 г права недропользования на контрактной территории Кемерколь перешли к ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Дополнения №6 к контракту (рег.№4315-УВС-МЭ от 30.06.2016 г). Период разведки продлен до 01.03.2022 г согласно Дополнения №9 к контракту (рег.№4708-УВС-МЭ от 12.04.2019 г).

В связи с переходом прав недропользования ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» возобновил геологоразведочные работы на контрактной территории Кемерколь.

В 2016 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение к проекту оценочных работ» (протокол ЦКР РК №75/23 от 19.08.2016г и письмо комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-1804-и от 16.09.2016г). Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№75, 76, 77 проектными глубинами 1500 и 800 м, переинтерпретация данных МОГТ 3Д, проведение восстановительных работ в скважинах №№20, 73. Скважины №№75,76,77 пробурены, получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 2016 г ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнил отчет «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, интегрированная с результатами седиментологического анализа и скважинными данными для уточнения потенциала установленных залежей и определения перспектив для прироста запасов и ресурсов УВС месторождения Кемерколь». По результатам этой работы были выделены нефтегазоперспективные объекты в отложениях триаса и подкарнизного пермотриаса.

«Дополнением к проекту пробной эксплуатации работ на месторождении Кемерколь» (согласовано протоколом ЦКРР №80/17 от 23.12.2016 г и утверждено письмом Комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-167-И от 19.01.2017 г), возобновлена пробная эксплуатация месторождения Кемерколь.

В 2017 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ» (согласовано протоколом ЦКРР РК №88/9 от 24.08.2017 г и утверждено письмом Комитетом геологии и недропользования МИИР №27-5-1897-И от 28.09.2017 г).

Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№85, 86 проектными глубинами 2500±250 м и №78 проектной глубиной 1500±250 м и углубление пробуренной скважины №76 до проектной глубины 2500+250 м.

Недропользователь в 2017 г согласно проекта оценочных работ углубил скважину №76 с целью опоиcкования пермотриасовых отложений в подкарнизных условиях, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось. Скважина пробурена до 2292 м, вскрыла подкарнизные пермотриасовые отложения, бурение остановлено вследствие аварии в процессе бурения (прихват бурильного инструмента, поглощение бурового раствора). Признаки нефтегазоносности отмечены на забое 2193 м по данным газокаротажной службы в буровом растворе отмечены газопоказания 4-5% и разгазирование бурового

раствора со снижением удельного веса с 1,47 до 1,23 г/см³. На ситах была обнаружена нефть. По всей вскрытой подкарнизной пермотриасовой толще по результатам ЛБА выделяются аномалийные участки с повышенным содержанием углеводородных газов (метана, этана, пропана, изобутана) до 10%.

В 2018 г ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" выполнен отчет по подсчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г, утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С₁ и С₂ составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и 11,1/1,27 млн.м³ (протокол №1992-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018 г).

Проект разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 01.12.2018 г утвержден Министерством энергетики РК 12.03.2019 г за №12-03-1083/И.

12 июля 2018 г начато бурение скважины 85, скважина пробурена до 2400 м, в подкарнизных пермотриасовых отложениях в процессе бурения отмечены проявления углеводородов по данным ГТИ, MDT, на сегодняшний день скважина в освоении. По результатам замеров пластовых давлений при проведении MDT компанией Шлюмберже отмечены аномальные значения пластового давления в подкарнизных пермотриасовых отложениях в интервалах глубин 2094,54-2311,08 м. Максимальное значение коэффициента аномальности $K_a=2,1$ прослежено на глубине 2307 м. Пластовое давление, замеренное в скважине, составило 473 атм. Результаты замеров свидетельствуют об аномально высоком пластовом давлении (АВПД).

Испытания скважины 85 проводились в сложных геологических условиях, что объяснялось аномальным пластовым давлением до 473 атм.

Были проведены испытания в двух объектах:

I объект (12.07-26.06.2019 г, интервал 2201,5-2212,5 м) – получены притоки газа, на 3,97мм штуцере $Q_g=3818,8$ м³/сут, на 5,56мм штуцере – $Q_g=3633,1$ м³/сут, на 7,14мм штуцере – $Q_g=3767$ м³/сут.

II объект (27.09-14.10.2019 г, интервал 2109-2119, 2127-2140 м) – получены притоки газа, жидкости (бур.раствор и техническая вода), нефти, на 12мм штуцере $Q_{ж}=1,0$ м³/сут, $Q_g=9582$ м³/сут; на 5мм штуцере - $Q_{ж}=2,3$ м³/сут, $Q_g=9840$ м³/сут, на 9мм штуцере $Q_{ж}=1,42$ м³/сут, $Q_g=9381$ м³/сут.

Вскрытый в интервале глубин 2097,3-2101,1м пласт-коллектор, оцененный по данным ГИС как содержащий углеводороды с $K_{нг}=46.0\%$, с эффективной пористостью 15.0% не испытан из-за аварийного состояния скважины 85 в связи с появлением межколонных давлений, поэтому дальнейшее освоение скважины является проблематичным.

В 2018 проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (утвержденном Министерством энергетики РК 21.01.2019 г за рег.№12-03-287/И) было запланировано бурение 6 оценочных скважин, из них 4 скважины №№78, 86, 87, 88 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности подкарнизных пермотриасовых отложений, 2 скважины №№67,71 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности юрских и триасовых отложений. Скважины №№78,87,88 были зависимыми от результатов бурения и испытаний скважины 85.

Обоснованием для продолжения геолого-разведочных работ в пределах контрактной территории Кемерколь являются:

- результаты переинтерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 3Д;
- положительные результаты глубокого бурения в пределах исследуемой территории (установленные запасы нефти в триасовых отложениях на северо-западном и юго-западном крыле структуры Кемерколь, выявленные залежи в подкарнизных пермотриасовых отложениях в скв.№№76, 85);

- соответствие требованиям Кодекса о недрах и недропользовании (статья 116 пункт 4.3), где под сложными проектами разведки признаются проекты в рамках контрактов на разведку и добычу углеводородов со следующими параметрами - аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности 1,5 и выше.

С учетом результатов бурения скв.76 и 85 и испытаний скважины 85, которые проходили в сложных геологических условиях (АВПД), что отразилось на сроках испытаний и финансовых затратах, недропользователем были внесены изменения в объемы и сроков бурения проектных скважин, было принято решение отменить бурение 2 зависимых скважин №№87, 88 на подкарнизные пермотриасовые отложения и перенести сроки бурения скважины 78 на 2022 г.

По результатам интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д были выделены новые локальные нефтегазоперспективные объекты в триасовых отложениях на северо-западном крыле месторождения Кемерколь.

Проектом закладывается бурение 6 оценочных скважин №№78, R101, R102, R103, R104, R105, из них 3 скважины №78, R101, R102 независимые и 3 скважины R103, R104, R105 - зависимые от результатов бурения скважин R101 и R102.

Целью бурения скважины №78 с проектной глубиной 2500 м является изучение геологического строения и оценка залежей УВС в надсолевых триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях; целью бурения скважин R101, R102, R103, R104 является изучение геологического строения и оценка нефтеносности триасовых отложений северо-западного крыла месторождения Кемерколь.

Проектом запланировано проведение комплекса геолого-геофизических и промысловых исследований, включающих ГИС, отбор керна, шлама, пластовых флюидов, их аналитическое изучение, опробование.

2.4. Обзор, анализ и оценка выполненных работ

2.4.1. Объем и результаты полевых геологических и геофизических исследований

Преимущественно все геологические исследования на контрактной территории месторождения Кемерколь были направлены на поиски залежей углеводородов в надсолевом комплексе.

Практически вся территория Прикаспийской впадины в предыдущие годы была изучена с применением гравиметрической и аэромагнитной съемки. Сейсморазведкой также изучены все локальные структуры и межкупольные пространства.

При этом детальность этих исследований весьма не равномерная: сводовые участки некоторых куполов покрыты достаточно плотной сетью профильных пересечений, однако при детальном ознакомлении оказывается, что значительная часть этих материалов малоинформативная или практически не может быть использована.

Наиболее значимые виды геофизических исследований, выполненные в пределах контрактной территории Кемерколь в хронологическом порядке приведены в таблице 2.4.1.

С 1960 по 1978 гг на данной площади проводились региональные сейсмические исследования, грави- и электроразведочные работы, геологическая съемка, подразделения Министерства геологии СССР. Целенаправленное изучение района работ методом ОГТ началось с 1976 г, а их комплексирование сейсморазведочных исследований со структурным бурением с 1979 года.

В 1990-1993 годах с целью поисков и подготовки под глубокое бурение ловушек в пермотриасовых и юрско-меловых отложениях, оптимизации разведочного процесса были проведены детальные работы МОГТ с вибрационными источниками, переобработаны

сейсмические данные с комплексной переинтерпретацией геолого-геофизических материалов на площадях Кожя Южный, Кемерколь, Орысказган Южный, Карашказган.

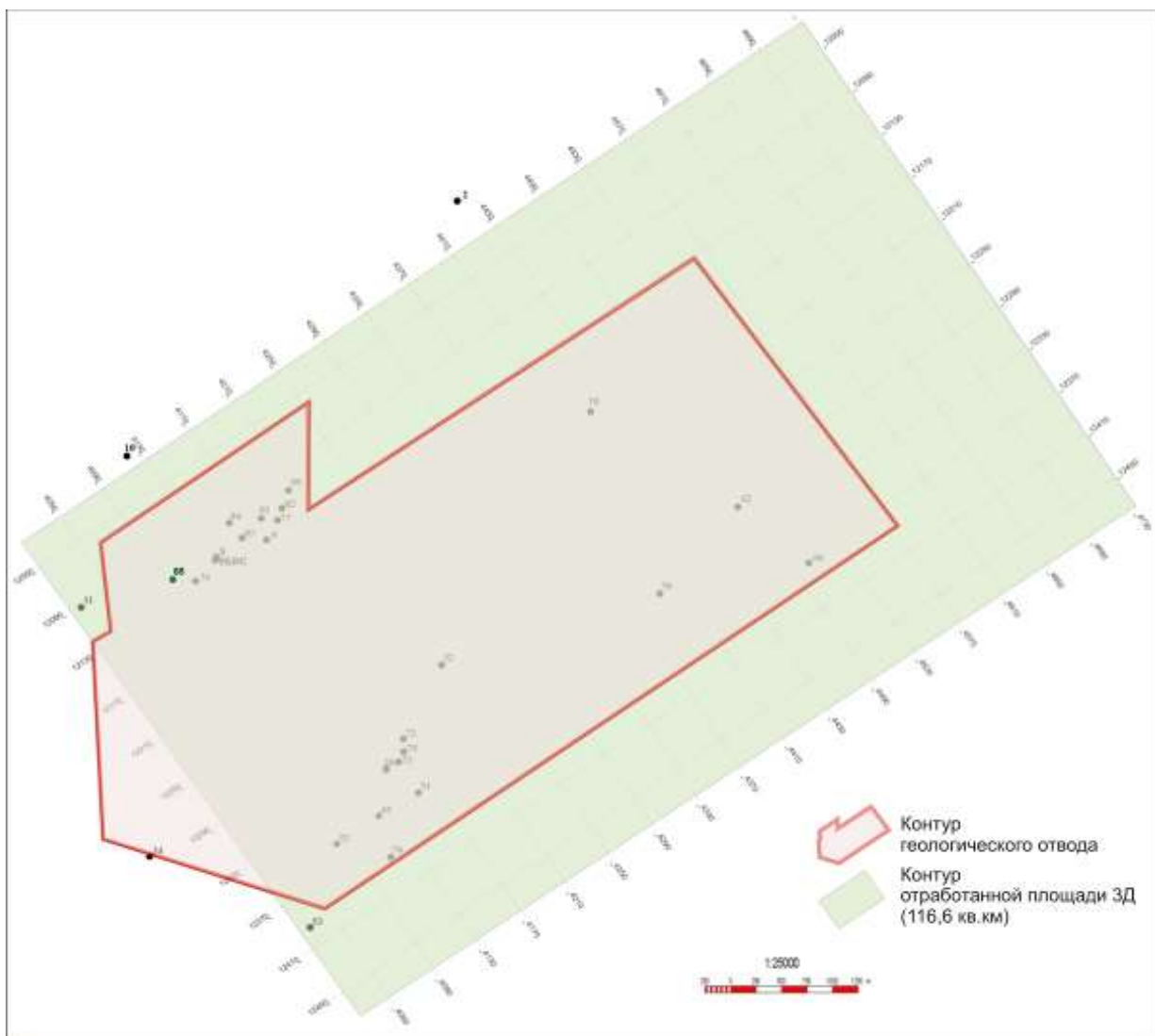
В 2006 году по заказу ТОО «Victoria Energy Central Asia» на месторождении Кемерколь, АО «Азимут Энерджи Сервисез» были проведены сейсморазведочные работы 3Д МОГТ в объеме 116,6 кв.км. (12235 физ.точек) с использованием вибросейсмических источников. Комплексная обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д проводилась в Филиале геофизического центра услуг PGS GIS в г. Алматы. Контроль качества обработки и интерпретации сейсмических данных проводили технические специалисты ТОО «VictoriaEnergyCentralAsia».

В 2010г ТОО «Центр Консалтинг» выполнил переинтерпретацию данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое строение контрактной территории.

В 2016г ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнен отчет «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, интегрированная с результатами седиментологического анализа и скважинными данными для уточнения потенциала установленных залежей и определения перспектив для прироста запасов и ресурсов УВС месторождения Кемерколь» (утвержден протоколом МД «Запказнедра» №24/2017 от 28.02.2017г).

Работы по интерпретации включали в себя: структурную интерпретацию, картирование, глубинное преобразование, динамическую интерпретацию, выделение перспективных объектов. В результате переинтерпретации уточнено геологическое строение месторождения и построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам, включая 9 горизонтов в толще среднего триаса в масштабе 1:25000.

На рисунке 2.4.1 приведена схема сейсмической изученности контрактной территории ТОО «АП - Нафта Оперейтинг».



**Рис.2.4.1 – Схема сейсмической изученности
(красным цветом обозначена контрактная территория)**

2.4.2. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

В 2005 г ТОО «АкАй Консалтинг» в проекте разведки заложил бурение 10 скважин. За период 2005-2010 гг выполнено бурение 7 скважин (№№ 9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из которых в скважинах №№9-БИС и 73 получены притоки нефти из триасовых отложений.

В 2012 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» разработан проект оценочных работ, в котором закладывалось бурение одной оценочной скважины №75 проектной глубиной 1100±250 м. Скважина 75 пробурена на юго-западном крыле, получены притоки нефти.

В 2016 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение к проекту оценочных работ». Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№75,76,77 проектными глубинами 1500 и 800 м, переинтерпретация данных МОГТ 3Д, проведение восстановительных работ в скважинах №№20, 73. Скважины №№75,76,77 пробурены, получены притоки нефти, проведены восстановительные работы в скважинах №№20,73, которые находятся в действующем фонде.

В 2017 г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ». Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин №№85, 86

проектными глубинами 2500±250 м и №78 проектной глубиной 1500±250 м и углубление пробуренной скважины №76 до проектной глубины 2500+250 м.

Скважина №76 углублена в 2017 г до 2292 м, остановлена вследствие аварии в процессе бурения (прихват бурильного инструмента, поглощение бурового раствора). Признаки нефтегазоносности отмечены на забое 2193 м по данным газокаротажной службы в буровом растворе отмечены газопоказания 4-5% и разгазирование бурового раствора со снижением удельного веса с 1,47 до 1,23 г/см³. На ситах была обнаружена нефть.

12 июля 2018 г начато бурение скважины №85, скважина пробурена до 2400м, на сегодняшний день скважина в освоении. По результатам замеров пластовых давлений при проведении MDT компанией Шлюмберже отмечены аномальные значения пластового давления. Максимальное значение коэффициента аномальности $K_a=2,1$ прослежено на глубине 2307 м. Пластовое давление, замеренное в скважине, составило 473 атм.

В 2018 г проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь было запланировано бурение 6 оценочных скважин, из них 4 скважины №№78, 86, 87, 88 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности подкарнизных пермотриасовых отложений, 2 скважины №№67,71 закладывались с целью оценки перспектив нефтегазоносности юрских и триасовых отложений. Скважины №№78,87,88 были зависимыми от результатов бурения и испытаний скважины 85. В связи с осложнениями при бурении и испытании скважины 85 эти работы не проводились.

Таблица 2.4.1. – Сведения о выполнении проектов поисковых и разведочных работ

№ № п/п	Проект предшествующег о этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утверж дения	Кол-во проектных скважин	Проект. глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на месторождени и
			Кол-во пробуренных скважин	Факт. глубина (м) горизонт	Окончани е работ по проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	Проект доразведки	2005г	10/7	1400/1420 1250/1250	2010г	В скважинах 9БИС, 73, 62 получены притоки нефти и воды
2	Проект оценочных работ	2012г	1/-	1100/-		
3	Дополнение к проекту оценочных работ	2016г	3/3	1250/1250	2016, 2017	В скв.75,76,77 получены притоки нефти
4	Дополнение №2 к проекту оценочных работ	2017	4+углубл.скв/1 +углубл.скв.76	2500/2292 2500/2370	2017, 2018г	В подкарнизн. условиях установлены залежи углеводородов
5	Проект разведочных работ по оценке	2018	6/-	2500,1100, 650/-		

2.4.3. Изученность глубоким бурением

Контрактная территория входит в площадь, где в 1993 г. проведено космоструктурное картирование масштаба 1:200000, которое, в свою очередь, сопровождалось значительными объемами структурно-картировочного бурения.

Поисково-разведочное бурение проводилось с целью поисков скоплений углеводородов в надсолевом комплексе. Месторождение Кемерколь было открыто скважиной №4 в 1991 г, где при испытании в колонне триасовых отложений был получен промышленный приток нефти.

На 01.12.2020 г на структуре Кемерколь пробурено 34 скважины фактическими глубинами от 763 до 2400 м, вскрывшие меловые, юрские, триасовые, кунгурские и подкарнизные пермотриасовые отложения (табл.2.4.2).

Табл. 2.4.2 - Техническое состояние скважин, пробуренных на структуре Кемерколь

№ п/п	№№ скв.	Категория скважины	Дата бурения		Глубина скважины, м		Горизонт		Конструкция скважины						Высота подъема цемента, м	Состояние скважин на 01.01.2020г
			Начало	Оконч.	Проект.	Факт.	Проект.	Факт.	Направление	Кондуктор	1 промежут.	2 промежут.	Экс. колонна	Хвостовик		
									Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Диаметр (мм) и глубина спуска (м)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			12		13	14
1	2	поиск.	10.12.1989г	13.03.1990г	1700	1450	Т	Р _{1к}	-	219х280,74			-		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
2	4	поиск.	03.05.1990г	23.10.1990г	1400	1305	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х110			140х1183,18		до устья	В консервации
3	9	поиск.	14.07.1990г	15.09.1990г	1600	1650	Р _{1к}	Р _{1к}	-	299х302			140х1420		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
4	10	поиск.	22.09.1990г	25.12.1990г	2000	2000	Т	Т	-	299х307,6			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
5	11	поиск.	09.01.1991г	12.04.1991г	1700	1705	Т	Т	-	219х287,5			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
6	18	поиск.	19.06.1991г	18.07.1991г	1000	1000	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х1498			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
7	20	поиск.	22.04.1991г	16.07.1991г	1300	1350	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х295			146х1250,2		до устья	Действующая
8	32	поиск.	19.12.1992г	23.03.1993г	1300	1170	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х247			140х1068		до устья	В консервации
9	34	поиск.	12.07.1993г	18.10.1993г	1450	1450	Т	Т	-	219х270			-		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
10	45	поиск.	30.11.1992г	10.05.1993г	1400	1425	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х248			140х1160		до устья	Нагнетательная
11	51	поиск.	05.05.1994г	11.07.1994г	1400	1310	Р _{1к}	Р _{1к}	-	299х234			140х1122		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
12	52	поиск.	31.10.1993г	05.02.1994г	1300	1185	Т	Т	-	219х255			140х1242		до устья	В консервации
13	53	поиск.	22.05.1993г	26.07.1993г	1450	1346	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х225			140х1450		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
14	59	развед.	28.04.1993г	30.06.1993г	1350	1400	Р _{1к}	Р _{1к}	-	219х205			140х1191		до устья	В консервации
15	9БИС	развед.	09.03.2006г	10.06.2006г	1400	1420	Т	Т	324х30	245х397			168х1407		до устья	В консервации
16	62	развед.	29.05.2007г	14.07.2007г	950	1026,6	Р _{1к}	Р _{1к}	324х32	245х304			168х450		до устья	Водозаборная (в консервации)
17	66	развед.	31.08.2007г	30.09.2007г	1050	1100	Р _{1к}	Р _{1к}	324х30	245х296			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
18	70	развед.	05.08.2007г	31.08.2007г	750	763	Р _{1к}	Р _{1к}	324х30	245х297			не спущена		до устья	Ликвидир. по геолог. причинам
19	72	развед.	03.07.2007г	28.08.2007г	1300	1279	Т	Т	324х30	245х396			не спущена		до устья	Водозаборная (в консервации)
20	73	развед.	29.03.2007г	13.05.2007г	1250	1250	Т	Т	324х33,5	245х403			168х1248		до устья	Действующая
21	74	развед.	03.06.2010г	09.07.2010г	1250	1243	Т	Т	339,7х10	245х408			168х1208		до устья	Водозаборная (в консервации)
22	75	оценочная	22.09.2016г	20.10.2016г	1250	1250	Т	Т	324х50	245х400			168х1249		до устья	Действующая
23	76	оценочная	10.12.2016г	20.01.2017г	1700	1700	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1700		до устья	Ликвидир. по технич. причинам
24	76Б	оценочная	15.02.2018г	28.02.2018г	1675	1675	Р _{1к}	Р _{1к}	хвостовик 114,3х1240-1671						до устья	В освоении
25	77	оценочная	27.10.2016г	23.11.2016г	1350	1368	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1260		до устья	Действующая
26	81	оценочная	02.01.2017г	25.01.2017г	1300	1300	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1280		до устья	Действующая
27	82	оценочная	10.03.2017г	30.03.2017г	1300	1299	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	244,5х400			168х1293		до устья	Действующая
28	83	оценочная	03.02.2017г	07.03.2017г	1400	1320	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1174		до устья	Действующая
29	84	оценочная	01.02.2017г	24.02.2017г	1600	1540	Р _{1к}	Р _{1к}	324х50	245х400			168х1463		до устья	Действующая
30	76глуб	оценочная	05.12.2017	04.01.2018	2500	2292	РТ по зад ринг	РТ по зад ринг	324х50*	245х400*			168х1667*	114,3х2292	до устья	Ликвидир. по технич. причинам
31	85	оценочная	12.07.2018	31.05.2019	2500	2400	РТ по зад ринг	РТ по зад ринг	508х50	426х247	323,9х1781,8	244,5х2089,5	177,8х2400		до устья	в освоении
32	92	экспл.	20.07.2019	16.08.2019	1250	1250	Т	Т	323,9х50	295,3х400			215,9х1250		до устья	в освоении
33	93	экспл.	18.07.2019	20.08.2019	1280	1250	Т	Т	323,9х22,17	295,3х400			168х1250		до устья	в освоении
34	95	экспл.	18.08.2019	01.10.2019	1250	1250	Т	Т	323,9х50	295,3х400			215,9х1250		до устья	в освоении

Примечание: 76Б (боковой ствол)

2.4.4. Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность

В скважинах, пробуренных в пределах месторождения Кемерколь, были проведены геофизические исследования в открытом стволе.

Материалы ГИС использовались для изучения разреза, корреляции продуктивных горизонтов, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин, определения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, отбивки контактов, построения геологических, литологических профилей и структурных карт по кровле и подошве

коллектора.

В 1989-1997 гг геофизические исследования по скважинам 2, 4, 9, 10, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 51, 52, 53, 59 выполнены Западно-Казахстанской Экспедицией ГИС. Перечень геофизических работ, выполненных Западно-Казахстанской Экспедицией ГИС и тип использованной аппаратуры, приведен в таблице 5.4.1.

В 2006-2007 гг скважины 9БИС, 62, 66, 70, 72, 73 пробурены компанией ТОО «Victoria Energy Central Asia». Базовый комплекс ГИС выполнен компанией АО «Компания ГИС» с применением станции «Кедр» (скв.9БИС, 73), ТОО «Консалтинг Ойл Гео» (скв.62, 66, 70) и ТОО «КазРосГеофизика» с применением цифровых регистраторов «Вулканит V-3» (скв.72). Перечень геофизических работ, выполненных этими компаниями и тип использованной аппаратуры, приведен в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Перечень геофизических работ, выполненных в 1989-1994гг

Методы	Прибор
Стандартный каротаж (КС)	Э-1 №1092, К-3 №1636
Потенциал самопроизвольной поляризации (ПС)	Э-1 №1092, К-3 №1637
Боковой каротаж (БК)	Э-1 №1092, К-3 №1638
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	Э-1 №1092, К-3 №1639
Индукционный каротаж (ИК, ИК активный, ИК реактивный)	Э-1 №1092, К-3 №1640, АИК №192
Микробоковой каротаж (МБК)	Э-1 №1092, К-3 №1641
Микрокаротажное зондирование (МКЗ зондами микроградиент А0.025М0.025N и микропотенциал А0.05М)	Э-1 №1092, К-3 №1642
Кавернометрия (КВ)	Э-1 №1092
Гамма каротаж (ГК)	ДРСТ-3-90 №997
Нейтрон-нейтронный каротаж (НГК), Нейтрон-нейтронный каротаж-тепловой (ННК-т)	СРК №191
Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-п)	СПП-2 №57
Акустический каротаж (АК)	СПАК-6 №50
Термометрия	Э-1 №1092
Инклинометрия	КИТ №450
АКЦ	АКВ-1 №78

Таблица 2.4.4 - Перечень геофизических работ, выполненных в 2006-2007гг

Методы	Приборы компании ТОО "Консалтинг Ойл Гео"	Приборы компании АО "Компания ГИС"
Станд.каротаж	К-3-741 №35	К1а-723М №1
Потенциал самопроизвольной поляризации (ПС)	К-3-741 №35	К1а-723М №2
Баковое каротажное зондирование (БКЗ)	К-3-741 №35	К1а-723М №2
Боковой каротаж (БК)	К-3-741 №35	К1а-723М №3
Индукционный каротаж (ИК)	АИК-5 №31	-
ВИКИЗ		ВИКИЗ №005
Микробоковой каротаж (БМК)	Э-2 №37	Э32КРН№6
Микрокаротажное зондирование (МКЗ)	Э-2 №38	Э32КРН№7
Кавернометрия (КВ)	Э-2 №37	ПФ-73М №28
Гамма каротаж (ГК)	СРК-1 №33	СРК-01 №100
Нейтронный гамма каротаж (НГК)	СРК-1 №33	СРК-01 №100

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п)	МАРК-1 №34	СПП-2"АГАТ"
Акустический каротаж (АК)	АКВ-1 №38	МАК-6 №21
Инклинометрия	ИОН 201	ИОН-1№008
АКЦ	АКВ-1 №35	АКВ-1

В 2010 г скважина 74 пробурена компанией ТОО «НЭК-Сервис». Базовый комплекс проведен ТОО «КазПромГеофизикой»: стандартный каротаж (КС), потенциал самопроизвольной поляризаций (ПС), кавернометрия (КВ), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК), инклинометрия, АКЦ.

В 2016-2017 гг скважины 75, 76, 77, 81, 82, 83,84 пробурены компанией ТОО «АП-НАФТА Оперейтинг». Базовый комплекс проведен ТОО «АтырауПромГеофизикой». Полный комплекс ГИС включает методы, которые приведены в таблице 2.4.5.

Таблица 2.4.5 - Перечень геофизических работ, выполненных в 2016-2017гг

Методы	Мнемоника
Гамма каротаж (ГК)	GR
Каверномер (КВ)	CALI
Двухзондовый боковой каротаж (БК1, БК2)	LLS1-LLS2
Зонды КС	GZ3K- PZ
Многозондовый индукционный (ВИКИЗ)	RO05-RO20
Микробоковой каротаж (МБК)	MLL
Самопроизвольная поляризация (ПС)	SP
Нейтрон-нейтронный каротаж (ННКт НГК)	RFTN RNTN
Акустический каротаж (АК)	DT
Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп)	RHOB
Инклинометрия	Azimet Zenit
Термометрия (ТМ)	TM

В 2018-2019 гг скважины 76Б, 85, 92, 93, 95 пробурены компанией ТОО «КМГ-Бурение», где полный комплекс ГИС проведен компаниями АО «Казпромгеофизика», ТОО «Атыраупромгеофизика», ТОО «Атыраугеоконтроль» (табл.2.4.6).

Таблица 2.4.6 - Перечень геофизических работ, выполненных в 2018-2019 гг

Методы	Мнемоника
Гамма каротаж	GR
Каверномер	CALI
Многозондовый боковой каротаж	RLA1- RLA5
Боковой каротаж	RT
Многозондовый индукционный	IKD1F3-IKD5F3
Микробоковой каротаж	RXO
Самопроизвольная поляризация	SP
Нейтрон-нейтронный каротаж	TNPH
Акустический каротаж	DT
Плотностной гамма гамма каротаж	RHOZ
Инклинометрия	Azimet Zenit
Фотоэлектрический каротаж	PEFZ

Анализируя результаты ГИС, полученные при выполнении измерений проведенными комплексами методов, можно отметить следующие особенности.

Качество ПС. Кривая потенциала самопроизвольной поляризации неплохо расчленяет

разрез скважин, согласуется с методом ГК, в ряде случаев использовалась для определения глинистости.

Качество электрокаротажа удовлетворительное. Были выполнены различные его модификации: КС кровельным и подошвенным градиент зондами, боковой (двухзондовый), индукционный (двух-, четырех-, пятизондовый), микро- (МБК, МКЗ) каротажи, а также боковое каротажное зондирование (трех-четырёх-, пяти-, шестизондовые) и микробоковой каротаж.

Для определения УЭС коллекторов, характера насыщения и оценки коэффициента нефтенасыщенности использовался боковой каротаж. Боковой каротаж проведен во всех скважинах, а записи кривых БКЗ, ИК, МБК, МКЗ проведены не во всех скважинах.

Качество кавернометрии. Кавернограммы вместе с данными электрометрии дают возможность изучения литологической характеристики разреза скважин. Против коллекторов отмечается сохранение номинального диаметра скважины или незначительная корка.

Качество радиоактивного каротажа. Качество и информативность методов ГК и НГК (ННКт) оценивалось по дифференциации кривых и соответствию их литологической характеристике разреза. Кривая ГК использовалась для расчленения разреза, корреляции и определения глинистости. Кривая НГК (ННКт) использовалась для определения пористости коллекторов.

Следует отметить, что процесс интерпретации затруднило несовершенство аппаратуры нейтронного каротажа в скважине 72, так как в качестве выходных данных используются кривые скорости счета малого и большого зонда. Полученные кривые необходимо было перевести в коэффициент пористости и ввести необходимые поправки за окружающую среду.

Запись кривой НГК произведена во всех скважинах кроме скважины 72.

Определение коэффициента пористости по нейтронному каротажу (НГК) проводилось в соответствии с методическими указаниями, сначала рассчитывалась нейтронная пористость по уравнению, связывающему пористость и показания аппаратуры НГК в у.е.: $NPNI = (-8.802 + 51.529/NGK + 6.916/(NGK*2))/100$.

Качество акустического каротажа. Метод акустического каротажа неплохо отражают литологическую характеристику разреза. Материалы акустического каротажа использовались в основном для качественной интерпретации, выделения плотных прослоев. В ряде случаев использовалась для определения пористости коллекторов. Запись АК проведена во всех скважинах, кроме скважины 74.

Качество гамма-гамма плотностного каротажа. Качество замеров плотностного каротажа удовлетворительное. Кривые отражают литологию разреза. Кривые использовались в комплексе и самостоятельно для определения пористости в коллекторах. Запись кривой ГГКп не проведена в 7-ми скважинах.

В скважинах был замерен угол отклонения оси ствола скважины от вертикали и направление отклонения. Скважины вертикальные, угол отклонения не превышал 3 градуса, кроме скважины 76Б.

По скв.76Б скважине с интервала 1300м начинается увеличение угла наклона с 1°С и доходит до интервала 1410 м с углом наклона 6,5°С, далее к забою угол наклона выравнивался, на забое показания инклинометрии составляет 0,5°С.

В целом качество материалов АКЦ удовлетворительное.

В целом, выполненный на месторождении комплекс ГИС позволяет выделять пласты-коллекторы и с достаточной степенью точности определить подсчетные параметры: эффективную толщину, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности продуктивных залежей.

Информация о геофизических исследованиях скважин приведена в таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.7 - Объем выполненных промыслово-геофизических исследований по скважинам

№ скв	Интервалы исследования, м	ПС	КС	ПЗ	КВ	БК	БКЗ	МБК	ИК	ИК многозондовый	МКЗ	ГК	СГК	НГК	ННК-т	ГГК-п	АК	Термометр	Инклинометрия	АКЦ
2	280-1450	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-
4	690-1305	+	+	-	+	+	-	+	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
9	1020-1650	+	+	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
9БИС	350-1420	+	+	+	+	+	-	+	-	5-з	-	+	-	+	-	+	+	+	+	-
10	1080-2000	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	+	-	-	-
11	1040-1705	+	+	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	-	-
18	15-1000	+	+	-	+	+	6-з	+	+	2-з	+	+	-	+	-	-	+	-	+	-
20	50/98-1350	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
32	10/780-1170	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	+	-	-	-
34	250-1450	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
45	945-1425	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
51	100-1310	+	+	-	+	+	-	-	-	2-з	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
52	300/997,8-1300	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	+	+
53	0-1346	+	+	-	+	+	-	-	+	2-з	-	+	-	+	-	+	+	-	+	-
59	300/900-1400	+	+	-	+	+	4-з	-	-	2-з	-	+	-	+	-	+	+	-	+	-
62	290-1026	+	-	+	+	+	3-з	+	-	-	+	+	-	+	-	+	+	+	-	-
66	30-300	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	+	-	+	-	-	-	+	+	+
	300-1100	+	+	+	+	+	5-з	+	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-
70	245-763	-	+	+	+	+	4-з	+	-	5-з	+	+	-	+	-	+	+	+	+	-
72	395,6-1279	+	+	-	+	+	4-з	+	+	-	+	+	-	-	б. и м.з.	+	+	-	-	-
73	350,9-1250	-	+	+	+	+	4-з	-	-	5-з	+	+	-	+	-	+	+	-	+	2.59-388.29
74	0-410	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	73.4-409.6
	410-1245	+	+	-	+	+	-	+	-	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	50.5-1190.2
75	295-1250	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	+	5-з	+	+	-	+	б. и м.з.	+	+	+	+	+
76	395-1700	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	-	+	-	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
76Б*	1291-1675	+	+	+	+	+	5-з	+	-	5-з	-	+	-	+	-	+	+	+	+	-
77	405-1268	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	-	+	-
81	400-1300	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	-	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
82	401,0-1299,0	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
83	394,6-1320,0	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	4-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
84	400,0-1540	+	+	+	+	б. и м.з.	-	+	-	5-з	+	+	+	+	б. и м.з.	+	+	+	+	-
85	246,67-2400	+	+		+	+				+		+	+	+	+	+	+	+	+	+
92	401,3-1251	+	+		+	+		+		+	+	+		+	б. и м.з.	+	+	+	+	+
93	398,5-1256	+	+		+	+		+		+	+	+		+	б. и м.з.	+	+	+	+	+
95	398,8-1241,5	+	+		+	+		+		+	+	+		+	б. и м.з.	+	+	+	+	+

В графе ИК, БКЗ «2-з», «4-з», «5-з», «6-з» – двух-, четырех-, пяти-, шестизондовая установки; * - 76Б (боковой ствол)

Таблица 2.4.8 -Результаты интерпретации материалов ГИС

№скв.	Интервал коллектора, м				БК, Омм	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Интервал опробования, м		Результаты опробования, м³/сут
	кровля	подошва	нефть	вода				кровля	подошва	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	1066,2	1068,5	2,3		1,29	0,26	0,50	1063,0	1072,0	Qн=3,84
	1075,1	1077,0	1,9		2,08	0,28	0,60	1072,0	1082,0	Qн=3,3
	1080,2	1082,0	1,8		1,86	0,27	0,55			
	1090,3	1092,1	1,8		2,83	0,27	0,60	1090,0	1092,0	Qн=94,8
9	1337,5	1339,4	1,9		8,26	0,25	0,78	1335,0	1341,0	Qн=4,89
	1349,1	1351,0	1,9		5,36	0,24	0,68	1347,0	1355,0	Qн=2,4
	1352,1	1353,7	1,6		12,8	0,23	0,78			
	1364,1	1366,5	2,4		8,50	0,18	0,66	1362,0	1367,0	Qн=1,014
	1371,9	1373,6	1,7		4,20	0,27	0,68	1372,0	1374,0	
9 БИС	1334,2	1334,9	0,7		2,96	0,19	0,51	1334,0	1353,0	Qн=2,60
	1335,3	1337,9	2,6		4,28	0,26	0,71			
	1359,2	1361,3	2,1		3,78	0,20	0,59	1357,0	1364,0	
	1362,0	1363,7	1,7		2,80	0,20	0,57			
20	1174,8	1177,4	2,6		4,41	0,17	0,53	1174,0	1176,0	Qн=24
73	1167,8	1170,6	2,8		8,13	0,21	0,70	1169,0	1180,0	Qн=28
	1171,0	1172,4	1,4		5,14	0,22	0,65			
	1172,9	1174,7	1,8		4,01	0,21	0,60			
	1176,1	1181,8	5,7		13,3	0,27	0,82			
73	1172,9	1174,7	1,8		4,01	0,21	0,60	1174,0	1178,0	Qн=13,07 Qв=2,43
	1176,1	1181,8	5,7		13,3	0,27	0,82			
	1176,1	1181,8	5,7		13,3	0,27	0,82	1174,0	1183,0	Qн=42
	1182,4	1183,9	1,5		5,66	0,24	0,68			
	1187,8	1194,3	6,5		8,41	0,23	0,72	1188,0	1194,0	Qн=28
	1198,1	1207,0	8,9		5,40	0,23	0,65	1198,0	1201,0	Qн=13,07 Qв=2,43
	1198,1	1207,0	8,9		5,40	0,23	0,65	1199,0	1204,0	Qн=42
75	1190,0	1192,6	2,6		2,15	0,20	0,47	1190,9	1192,9	Qн=12
	1193,9	1196,5	2,6		3,30	0,25	0,61	1193,8	1196,4	
76	1624,4	1626,8	2,4		10,0	0,22	0,73	1624,0	1627,0	Qн=3

Продолжение табл. 2.4.8.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
76Б	1622,2	1625,1	2,9		9,58	0,24	0,77	1624,0	1624,0	Q _H =4,6
77	1197,1	1198,0	0,9		3,44	0,17	0,52	1197,0	1208,0	Q _H =30
	1199,0	1200,1	1,1		4,36	0,20	0,61			
	1200,6	1203,5	2,9		7,78	0,24	0,73			
	1204,4	1206,0	1,6		4,51	0,23	0,64			
	1206,7	1211,2	4,5		4,12	0,22	0,60			
81	1113,7	1119,7	6,0		6,57	0,26	0,74	1113,0	1118,0	Q _H =24
	1120,6	1126,7	6,1		5,74	0,27	0,72	1118,0	1123,0	Q _H =20
82	1116,8	1125,7	8,9		2,87	0,25	0,59	1116,0	1123,0	Q _H =20,6
83	1119,0	1124,2	5,2		3,70	0,26	0,63	1119,0	1123,0	Q _H =12
84	1119,3	1126,9	7,6		2,55	0,24	0,54	1119,0	1127,0	Q _H =15,12
20	1174,8	1177,4	2,6		4,41	0,17	0,53	1175,0	1177,0	Q _H =7,21 Q _B =0,79
	1180,4	1186,7	6,3		8,60	0,21	0,71	1179,0	1186,0	
	1187,2	1193,9	6,7		8,20	0,20	0,69	1186	1196	Q _H =80 Q _H =12
	1194,5	1198,0	3,5		5,79	0,20	0,64			
	1199,6	1200,5	0,9		1,37	0,15	6/о	1198	1202	Q _H =0,8 Q _B =3,5
	1200,5	1205,4		4,9	0,48	0,22	0,00			
10	1100,4	1102,1		1,7	0,88	0,25	0,20	1100	1150	Пластовая вода
	1106,9	1109,0		2,1	0,78	0,21	0,03			
	1110,4	1112,2		1,8	0,95	0,19	0,03			
	1115,3	1116,4		1,1	0,91	0,24	0,19			
	1117,4	1119,1		1,7	0,91	0,20	0,06			
	1119,9	1120,9		1,0	0,91	0,19	0,02			
	1121,4	1122,5		1,1	0,90	0,23	0,02			
	1124,5	1125,4		0,9	1,06	0,27	0,33			
	1468,3	1471,1		2,8	0,69	0,24	0,06	1427	1500	Пластовая вода
	1487,4	1489,1		1,7	0,80	0,20	0,01			
	1490,0	1491,3		1,3	0,81	0,24	0,12			
	1492,0	1494,1		2,1	0,77	0,23	0,07			
32	994,0	999,4		5,4	0,54	0,28	0,07	995	1005	Q _B =124,3
	1000,0	1005,4		5,4	0,49	0,28	0,05			

Продолжение табл.2.4.8.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
85	2097,3	2101,1	3,8			0,15	0,46			
	2106,7	2121,8	15,1		1,07	0,12	0,09	2109	2119	За период испытаний добыто 13 м3 нефти, 111,8 тыс.м3 газа (по счетчику)
	2125,2	2130,6	5,4		0,96	0,17	0,11	2127	2140	
92	1194,2	1194,8	0,6			0,27	0,34	1194	1201	Притока нет
	1195,6	1196,2	0,6			0,26	0,32			
	1198,1	1198,9	0,8			0,16	0,4			
	1199,5	1200,4	0,9			0,23	0,36			
93	1126,7	1131,4	4,7		1,4	0,19	0,39	1126,7	1131,4	Q _H =11,3
95	1213,7	1215,9	2,2		1,63	0,11	0,19	1213	1216	Q _B =6,7

2.4.5. Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

Испытание перспективных объектов, выявленных по данным ГИС в разрезе скважин, производилось с целью: вызова притока; определения типа пластовых флюидов; отбора представительных поверхностных и глубинных проб; определения дебита, замера пластового давления, температуры и других показателей, необходимых для расчета основных гидродинамических параметров пласта: коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности и др.

Интервалы опробования и испытания уточнялись по данным промыслово-геофизических исследований и другим данным.

Испытание в эксплуатационной колонне проводилось снизу-вверх. Вскрытие перспективных горизонтов в эксплуатационной колонне производилось кумулятивными зарядами производства «Шлюмберже», «Бейкер Хьюс» и компаний Российской Федерации с плотностью отверстий от 10 до 20 отверстий на погонный метр. Интервалы перфорации контролировались проведением ГК.

Перед перфорацией устье скважины оборудовались задвижкой высокого давления (противовыбросовая перфораторная задвижка), которая до установки на устье тщательно проверялась и опрессовывалась на давление, равное пробному давлению. После установки на устье скважины задвижка вновь опрессовывалась на давление, не превышающее допустимое для спущенной эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформлялись актом.

После выполнения прострелочно-взрывных работ на каротажном кабеле (перфорация) производился спуск насосно-компрессорных труб до верхнего отверстия фильтра. Устье скважины оборудовались фонтанной арматурой, которая до установки на устье подвергалась гидравлическому испытанию на пробное давление, вдвое больше паспортного рабочего давления. После установки фонтанной арматуры на устье скважины, при закрытых нижней стволовой и боковой задвижках, верхняя часть ее испытывалась на давление, равное пробному давлению. Опрессовка фонтанной арматуры осуществлялась через отверстие для манометра на буфере с выдержкой давления в течение 10 минут.

Испытание каждого объекта производилось методом снижения противодействия на пласт – свабирование, компрессирование, замена глинистого раствора в скважине на техническую, пресную воду, нефть поэтапно до выхода пластового флюида.

В зависимости от полученного характера притока флюида испытание скважины производилось методом установившихся или неуставившихся отборов.

В случае фонтанирования производилось определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойного давления и температуры на трех режимах.

При получении из объекта нефти производились исследования методом установившихся отборов. Перед производством исследования скважину пускали на отработку для очистки призабойной зоны от бурового раствора, фильтрата и т.д.

После отработки исследования проводились, начиная от меньшего дебита пластового флюида до более высокого дебита. Исследование скважин проводились не менее чем на 3-5 режимах прямого хода. Скважину после изменения режима оставляли на 12-24 часа до стабилизации устьевых давлений, после чего замеряли дебит, забойное давление.

При опробовании методом свабирования производились комплекс исследовательских работ: замеры дебитов нефти, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После достижения максимально допустимого дебита исследования повторялись в обратном порядке на 2-3 режимах. Пластовое давление со снятием кривых восстановления должно быть замерено 2 раза: первый раз в начале исследования (после окончания отработки) и второй раз – в конце исследования (при обратном ходе).

Разобщающие мосты в процессе испытания скважин устанавливались для изоляции нижележащего объекта (испытание которого закончено) при переходе на испытание вышележащих. После ОЗЦ (перед перфорацией очередного объекта) установленный мост испытывались на герметичность путем снижения гидростатического столба промывочной жидкости на величину большую, заданной депрессии при испытании следующего объекта.

До испытания на герметичность и после него мосты проверялись на прочность путем передачи на него нагрузки насосно-компрессорных труб со специально оборудованным низом.

В скважинах 20, 73, 75, 77, 81, 85 проводились гидродинамические исследования ТОО «Алстрон», АО «Компания ГИС», ТОО «Атыраупромгеофизика». По скважинам 4, 9, 9БИС, 20, 73, 75, 76, 77, 81, 83, 84 проводились исследования глубинных и поверхностных проб нефти в лабораториях ТОО «КазНИГРИ», ТОО «Каспиймунайгаз», ТОО «КазИнРусс-трейдинг», «Везерфорд-КЭР». В скважинах 4, 9, 9БИС, 10, 20, 32, 45, 73, 75, 76, 77, 81, 83, 84 опробованы горизонты в среднетриасовых отложениях.

Испытания скважины 85 проводились в сложных геологических условиях, что объяснялось аномальным пластовым давлением до 473 атм.

Были проведены испытания в двух объектах:

I объект (12.07-26.06.2019 г) – получены притоки газа, на 3,97мм штуцере $Q_g=3818,8$ м³/сут, на 5,56мм штуцере – $Q_g=3633,1$ м³/сут, на 7,14мм штуцере – $Q_g=3767$ м³/сут.

II объект (27.09-14.10.2019 г) – получены притоки газа, жидкости (бур.раствор и техническая вода), нефти, на 12мм штуцере $Q_{ж}=1,0$ м³/сут, $Q_g=9582$ м³/сут; на 5мм штуцере - $Q_{ж}=2,3$ м³/сут, $Q_g=9840$ м³/сут, на 9мм штуцере $Q_{ж}=1,42$ м³/сут, $Q_g=9381$ м³/сут.

Вскрытый в интервале глубин 2097,3-2101,1м пласт-коллектор, оцененный по данным ГИС как содержащий углеводороды с $K_{нг}=46.0\%$, с эффективной пористостью 15.0% не испытан из-за аварийного состояния скважины 85 в связи с появлением межколонных давлений, поэтому дальнейшее освоение скважины является проблематичным.

Результаты опробования приведены в таблице 2.4.5.1.

Таблица 2.4.5.1 - Результаты опробования скважин

№ скв.	Начало конец испытания	Интервал опробования и испытания, м				Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Способ вскрытия горизонта/Тип перф- ра/Тип заряда	Способ опробования горизонта	Диаметр штуцера (диаметр шайб), мм	Фактическ. время работы штуц.в час	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебиты, м³/сут		Среднединамиче- ский уровень,м	Статический уровень,м	Пластовая температура, °С	Примечание
		по каротажу		в абс.отметках								пластовое	забойное	заглубное	трубное		нефти	воды				
		кровля	подоплава	кровля	подоплава																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Юго-восточное крыло																						
Горизонт J ₃ -I																						
62	22.07.2007г 03.08.2007г	367,5	370,0	-311,8	-314,3	-	73х350	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	сваб.	-	-	-	1,02	-	-	-	0,4032	1,613	-	110	-	
Северо-западное крыло																						
Горизонт Т ₂ -I. Пласт А																						
4	06.02.1991г 17.02.1991г	1090,0	1092,0	-1018,5	-1020,5	1128,0	73х848	ПКС-80 13 отв. п.м.	просле- живание уровня	-	-	-	9,54	-	-	-	94,8	-	607,5	164	38	
4	18.03.1991г 22.03.1991г	1072,0	1082,0	-1000,5	-1010,5	1085,0	73х1038	ПКС-80 13 отв. п.м.		-	-	-	5,84	-	-	-	3,3	-	909,0	-	39	
4	23.03.1991г 06.04.1991г	1063,0	1072,0	-991,5	-1000,5	1085,0	73х1038	ПКС-80 13 отв. п.м.		-	-	-	7,7	-	-	-	3,84	-	845,0	-	39	
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																						
4	22.01.1991г 29.01.1991г	1146,0	1148,0	-1074,5	-1076,5	1156,0	73х1133	КПРУ-65 10 отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	-	12,1	-	-	-	-	56,4	956,5	102	40	плот.воды 1,145 г/см³
81	29.01.2017г	1118,0	1123,0	-1057,0	-1062,0	1270	73х987	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	1,3	1,1	-	20,0	-	-	-	-	
81	26.03.2017г	1113,0	1118,0	-1052,0	-1057,0	1270	73х987	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	5,2	1,6	-	24,0	-	-	-	-	
82	03.04.2017г	1116,0	1123,0	-1054,4	-1061,4	1160	73х1102	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	2,0	1,8	-	20,6	-	-	-	-	
83	09.03.2017г	1119,0	1123,0	-1058,5	-1062,5	1164	73х1101	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	1,0	1,0	-	12,0	-	-	-	-	
84	17.03.2017г	1119,0	1127,0	-1065,2	-1073,2	1160	73х1105	ЗПКО-114 13 отв.на 1п.м.	фонтан.	3	-	-	-	1,45	0,9	-	15,12	-	-	-	-	
Горизонт Т ₂ -II																						
77	02.12.2016г	1197,0	1208,0	-1132,5	-1143,5	1250,0	-	-	фонтан.	3	-	-	-	2,0	2,6	-	30	-	-	-	-	
Горизонт Т ₂ -III																						
9	05.10.1990г 08.12.1990г	1372,0	1374,0	-1319,5	-1321,5	1396,0	73х1362	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	6	-	-	2,7	-	-	-	1,014	-	1309,0	1069	-	
9	08.12.1990г 19.01.1991г	1347,0 1362,0	1355,0 1367,0	-1294,5 -1309,5	-1302,5 -1314,5	1368,0	73х1342	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	6	-	-	10,4	-	-	-	2,4	-	796	317	-	
9	19.01.1991г 05.02.1991г	1335,0	1341,0	-1282,5	-1288,5	1343,0	73х1324	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	6	-	-	8,7	-	-	-	4,89	-	1079,5	-	-	
9БИС	16.06.2006г	1334,0	1353,0	-1282,0	-1301,0	1380,0	73х1340	Инникор RDX4,5 17отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	10	-	-	-	-	2,60	-	400,0	282,0	-	
	20.06.2006г	1357,0	1364,0	-1305,0	-1312,0																	

«Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к «Дополнению проекта разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г.»

Продолжение таблицы 2.4.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Горизонт Т ₂ -I (пласт Б+Т ₂ -II+Т ₂ -III)																							
10	1991г	1100.0 1427.0	1150.0 1500.0	-1059.0 -1386.0	-1109.0 -1459.0	1200 1550	73x1080	ПКС-80 13 отв. п.м.	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -	Пластовая вода	- -	- -	- -	- -	- -	- -
Горизонт Т ₂ -V																							
76	26.01.2017г	1624.0	1627.0	-1566.8	-1569.8	1660.0	73x1600	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	фонтан.	3	-	-	-	-	9.7	7.8	-	3.0	-	-	-	-	-
76Б	09.03.2018г	1624 ^{0.66}	1626 ^{0.66}	-1566.1	-1568.1	1651.0		ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	фонтан.	7	-	-	-	-	4.7	3.9	-	4.6	-	-	-	-	-
Юго-западное крыло																							
Горизонт Т ₂ -I. Пласт А																							
32	29.01.2006г 04.02.2006г	946.0	954.0	-870.5	-878.5	980.0	73x940	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	5.5	-	-	-	-	плот.воды 1,15г/см ³
Горизонт Т ₂ -I. Пласт Б																							
45	08.01.1994г 31.01.1994г	1100.0	1103.0	-1030.5	-1033.5	1121.0	73x940	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	Притока нет	-	-	-	-	-	-
45	13.04.1994г 28.04.1994г	1091.0 1100.0	1097.0 1102.0	-1021.5 -1030.5	-1027.5 -1032.5	1121.0	73x1080	ЗПКО-89 13 отв.на 1п.м	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	Притока нет	-	-	-	-	-	-
Горизонт Т ₂ -I. Пласт А+Б																							
95	02.10.2019	1199.0 1207.0 1213.0	1204.1 1209.0 1216.0	-1123.8 -1131.8 -1137.8	-1128.9 -1133.8 -1140.8	1239		ЗПКО-114 10 отв.на 1п.м	прослеж. уровня									6.7					
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																							
20	11.09.1991г 11.12.1991г	1174.0	1176.0	-1100.7	-1102.7	1179.7	73x1163	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	24.0	-	710	-	-	-	-
20	26.07.1991г 13.08.1991г	1198.0	1202.0	-1124.7	-1128.7	1230.0	73x908	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	-	13.2	-	-	-	0.8	3.5	935	20	-	-	-
20	14.08.1991г 28.08.1991г	1186.0	1196.0	-1112.7	-1122.7	1196.4	73x1172	ПКС-80 13 отв. п.м.	фонтан.	3 5 7	- - -	- - -	12.0 11.4 10.9	2.2 1.5 1.0	- - 0.6	- - -	24.4 52.0 80.0	- - -	- - -	- - -	37.5	-	-
20	11.04.2006г 12.04.2006г	1186.0	1196.0	-1112.7	-1122.7	1197.0	73x1172	ПКС-80 13 отв. п.м.	прослеж. уровня	3	-	-	-	-	0.6	-	12.0	-	300	-	-	-	-
20	20.11.2017г 29.11.2017г	1175.0 1179.0	1177.0 1186.0	-1101.7 -1105.7	-1103.7 -1112.7	1187.0			прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	7.21	0.79	-	-	-	-
32	23.03.1993г 03.04.1993г	995.0	1005.0	-919.5	-929.5	1052.0	-	-	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	124.3	-	-	-	-	плот.воды 1,15г/см ³
45	13.11.1993г 20.12.1993г	1127.0	1132.5	-1057.5	-1063.0	1148.6	-	-	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	-	48	710	-	-	-	плот.воды 1,15г/см ³
73	20.05.2007г 23.05.2007г	1174.0 1188.0 1199.0	1183.0 1194.0 1204.0	-1099.0 -1113.0 -1124.0	-1108.0 -1119.0 -1129.0	1240.0	73x1172	ПКС-80 13 отв. п.м.	фонтан.	3 5 7	9.3 11.0 10.0	- 12.7 10.4	12.3 10.7 10.4	- - -	- - -	- - -	16.0 27.0 42.0	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	
73	15.10.2016г 18.10.2016г	1169.0 1188.0	1180.0 1194.0	-1094.0 -1113.0	-1105.0 -1119.0	1207.0	73x1172	ЗПК-114 отв. п.м.	фонтан.	7	-	-	-	-	-	-	28.0	-	-	-	-	-	
73	01.11.2017г 12.11.2017г	1174.0 1198.0	1178.0 1201.0	-1099.0 -1123.0	-1103.0 -1126.0	1204.0	73x1172	ЗПК-114 отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	13.07	2.43	-	-	-	-	
75	01.11.2016г 09.11.2016г	1190.9 1193.8	1192.9 1196.4	-1114.4 -1117.3	-1116.4 -1119.9	1240.0	73x1172	ЗПК-114 отв. п.м.	прослеж. уровня	-	-	-	-	0	0	-	12.0	-	754	-	-	-	
Все горизонты (среднетрасовые отложения)																							
53	26.07.1993г	1172.0	1178.0	-1112.0	-1118.0	-	-	КИИ-146	прослеж. уровня	-	-	-	-	-	-	-	Приток пласт.воды	-	-	-	-	-	-
РТ																							
85	26.06.2019	2201.5	2212.5	-2142.4	-2153.4	2227.0	89x2199.5	DP2 НМХ/St-110отв	фонтан.	3.97 5.56 7.14	-	-	-	-	-	-	-	3818.8 3633.1 3767	-	-	-	-	-
	27.09-14.10.2019	2109	2119	-2049.9	-2059.9	2227			фонтан.	9	-	-	-	50	40	за весь период добыто 13м3 нефти, 111799м3 газа							
		2127	2140	-2067.9	-2080.9					5	-	-	-	105	96								
										12	-	-	-	18	0								

2.4.6. Состояние запасов нефти и их достоверность

В пределах северо-западного и южного крыльев структуры Кемерколь установлена продуктивность триасовых отложений. Месторождение находится в стадии пробной эксплуатации.

В 2018 г ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" выполнен отчет по подсчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г, утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С₁ и С₂ составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и 11,1/1,27 млн.м³ (протокол №1792-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018 г).

В таблице 2.4.6.1 приведены сведения о запасах нефти месторождения Кемерколь.

2.4.7. Геометризация свойств и оценка точности разведки залежей и месторождения

При определении объемов работ, требуемых для достижения рациональной разведки залежей, необходимо решить две задачи: во-первых, установить число скважин, обеспечивающих надежную геометризацию объема залежи, во-вторых, обосновать необходимый объем исследований в скважинах.

На месторождении Кемерколь выявлены и подсчитаны запасы нефти промышленных категорий по триасовым продуктивным горизонтам.

Необходимо продолжить геологоразведочные работы с целью оценки нефтегазоносности неохваченных или недоизученных бурением ловушек, выделенных по данным интерпретации данных МОГТ ЗД.

2.4.8. Обоснование коэффициентов извлечения нефти

В результате технико-экономического анализа показателей разработки вариантов, в качестве эффективного и рекомендуемого к реализации принят 3 вариант. В таблице 2.4.8.1 представлены коэффициенты извлечения нефти, рекомендуемые по 3 варианту разработки.

Таблица 2.4.6.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа

Горизонт, пласт	Зона	Блок	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Ср.взв.эфф. нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	КОЭФФИЦИЕНТЫ, д.е.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы раств. газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы раств. газа, млн.м ³
							открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Юго-восточное крыло																
J ₃ -I	ВН	I	C ₂	373	1,7	634	0,32	0,62	0,986	0,896	111	0,011	1	8,3	1	0,01
Всего			C ₂	373		634					111		1		1	0,01
Северо-западное крыло																
T ₂ -I, А	ЧН	VI	C ₁	345	3,5	1216	0,24	0,58	0,903	0,914	140	0,134	19	19,41	3	0,4
	ВН			424	2,4	1027	0,27	0,55	0,903	0,914	126	0,047	6	19,41	2	0,1
	ЧН		C ₂	23	2,8	64	0,24	0,58	0,903	0,914	7	0,101	1	19,41	0,1	0,02
	ВН			264	2,0	528	0,27	0,55	0,903	0,914	65	0,035	2	19,41	1	0,04
	Всего		C ₁	769		2243					266		25		5	0,5
				C ₂	287		592				72		3		1,1	0,06
	ЧН	IV	C ₂	319	2,0	638	0,24	0,58	0,903	0,914	73	0,101	7	19,41	1	0,1
	ВН			275	2,0	550	0,27	0,55	0,903	0,914	67	0,035	2	19,41	1	0,0
	Всего			594		1188					140		9		2	0,1
	Всего			C ₁	769		2243					266		25		5
C ₂				881		1780					212		12		3,1	0,16
T ₂ -I, В	ВН	III	C ₁	503	4,5	2287	0,27	0,63	0,903	0,871	306	0,338	103	19,41	6	2
	ВН	VI	C ₁	421	9,3	3931	0,27	0,70	0,903	0,844	566	0,398	225	19,41	11	4
Всего			C ₁	924		6218					872		328		17	6
Всего по гор. T ₂ -I			C ₁								1138		353		22	6,50
			C ₂								212		12		3,1	0,16

продолжение таблицы 5.6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
T ₂ -II	BH	VI	C ₁	272	5,8	1579	0,22	0,62	0,888	0,802	153	0,331	51	40,22	6	2
Всего			C ₁	272		1579					153		51		6	2
T ₂ -III	BH	III	C ₁	526	8,5	4471	0,22	0,67	0,903	0,973	579	0,061	35	19,41	11	1,0
			C ₂	258	4,0	1032	0,22	0,67	0,903	0,973	134	0,046	6	19,41	3	0,1
Всего			C ₁	526		4471					579		35		11	1,0
			C ₂	258		1032						134		6		3
T ₂ -IV	BH	I	C ₂	836	1,1	878	0,24	0,65	0,888	0,804	98	0,172	17	40,22	4	1
Всего			C ₂	836		878					98		17		4	1
T ₂ -V	BH	I	C ₁	139	1,3	174	0,23	0,76	0,888	0,804	22	0,229	5	40,22	1	0,2
Всего			C ₁	139		174					22		5		1	0,2
Всего по крылу			C ₁								1892		444		40	9,7
			C ₂								444		35		10,1	1,26
Юго-западное крыло																
T ₂ -I, B	ЧН	I	C ₁	164	18,0	2958	0,25	0,76	0,917	0,861	444	0,209	93	7,72	3	0,7
	ВН			235	10,9	2557	0,22	0,65	0,917	0,861	289	0,179	52	7,72	2	0,4
Всего			C ₁	399		5515					733		145		5	1,1
Всего по крылу			C ₁								733		145		5	1,1
Итого по месторождению			C ₁								2625		589		45	10,8
			C ₂								555		36		11,1	1,27

Таблица 2.4.8.1 - Коэффициенты извлечения нефти

Объект разработки (горизонт, пласт)	Категория	2 вариант
I объект (Т ₂ -I, А)	C ₁	0,093
II объект (Т ₂ -I, В)	C ₁	0,377
III объект (Т ₂ -II)	C ₁	0,331
IV объект (Т ₂ -III)	C ₁	0,061
V объект (Т ₂ -V)	C ₁	0,229
VI объект (Т ₂ -I, В)	C ₁	0,197
По месторождению	C ₁	0,224

2.5. Методика, объемы и условия проведения проектируемых работ

2.5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Изучение геологического строения исследуемой территории начато с 20-х годов прошлого столетия. Уточнение геологического строения сейсморазведочными работами методом МОВ продолжалось с 30-х годов прошлого столетия и в дальнейшем, начиная с середины 70-х годов - методом МОГТ 2Д и с 90-х годов - МОГТ 2Д и 3Д.

Неоднократно доказанная промышленная нефтегазоносность месторождений в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий бесспорно свидетельствует о высокой перспективности площади работ на нефть и газ. В связи с этим до настоящего времени продолжается изучение продуктивных юрско-меловых и триасовых отложений, представляющих интерес в нефтегазоносном отношении по всему региону Прикаспия.

Триасовые отложения, характеризующиеся неоднородным литологическим составом, различными фациальными особенностями и довольно контрастным характером распределения мощностей, до настоящего времени остаются малоизученными.

1. Ведущим типом залежей, приуроченных к соляным куполам, является пластовая тектонически экранированная залежь, ограниченная в своей головной (приграбеновой) части основным тектоническим нарушением центрального грабена. Значительно меньшее распространение имеют пластовые сводовые, стратиграфически и литологически экранированные склоном соляного ядра залежи, и еще реже подкарнизные залежи в триасовых отложениях (пластовые, экранированные солью карниза).

2. Подкарнизные залежи - наиболее сложные и трудноразведываемые объекты, строение которых зависит от морфологии соляного карниза и особенностей залегания вмещающих пород.

Подкарнизные продуктивные горизонты нефтяные или газонефтяные, как правило, многопластовые.

Целью настоящей работы является:

- уточнение геологического строения контрактной территории;
- уточнение особенностей геологического строения возможно продуктивных горизонтов в юрских, триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях;
- выявление закономерностей изменения их толщин;
- определение коллекторских свойств и характера насыщения флюидами;
- оценка продуктивности пластов при помощи полноценной программы испытаний;
- оценка запасов нефти.

2.5.2. Обоснование этажей оценочных работ

Обоснованием для продолжения геологоразведочных работ в пределах контрактной территории Кемерколь являются:

- положительные результаты глубокого бурения в пределах исследуемой территории (установленные запасы нефти в триасовых отложениях на северо-западном и юго-западном крыле структуры Кемерколь, выявленные залежи в подкарнизных пермотриасовых отложениях в скв. №№ 76, 85 и в юрских отложениях в скв. 62);
- соответствие требованиям Кодекса о недрах и недропользовании (статья 116 пункт 4.3), где под сложными проектами разведки признаются проекты в рамках контрактов на разведку и добычу углеводородов со следующими параметрами - аномально высокое пластовое давление залежи с коэффициентом аномальности 1,5 и выше.
- выделение перспективных объектов в триасовых отложениях и подкарнизных пермотриасовых отложениях по результатам переобработки и переинтерпретации данных 3Д.

Недропользователь в 2017 г согласно проекта оценочных работ углубил скважину №76 с целью опоискования пермотриасовых отложений в подкарнизных условиях, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось. Скважина пробурена до 2292 м, вскрыла подкарнизные пермотриасовые отложения, бурение остановлено вследствие аварии в процессе бурения (прихват бурильного инструмента, поглощение бурового раствора). Признаки нефтегазоносности отмечены на забое 2193 м по данным газокаротажной службы в буровом растворе отмечены газопоказания 4-5% и разгазирование бурового раствора со снижением удельного веса с 1,47 до 1,23 г/см³. На ситах была обнаружена нефть.

По всей вскрытой подкарнизной пермотриасовой толще по результатам ЛБА выделяются аномалийные участки с повышенным содержанием углеводородных газов (метана, этана, пропана, изобутана) до 10%.

12 августа 2018 г начато бурение скважины №85, скважина пробурена до 2370 м, в подкарнизных пермотриасовых отложениях в процессе бурения отмечены проявления углеводородов по данным ГТИ, MDT, на сегодняшний день скважина в освоении. По результатам замеров пластовых давлений при проведении MDT компанией Шлюмберже отмечены аномальные значения пластового давления в подкарнизных пермотриасовых отложениях в интервалах глубин 2094,54-2311,08 м. Максимальное значение коэффициента аномальности $K_a=2,1$ прослежено на глубине 2307 м при пластовом давлении 473 атм (табл.2.5.2.1).

Результаты замеров свидетельствуют об аномально высоком пластовом давлении (АВПД).

Таблица 2.5.2.1 - MDT (Шлюмберже). Замеры пластовых давлений в 25 точках (2094,5-2311,08м) в скважине 85

№	ИГ	Пластовое Давление	Подвижность	Давление в скважине до испытания	Давление в скважине после испытания	Описание замеров	Температура
	м	атм	мД/сП	атм	атм		°С
1	2094,54			444,28	440,36	Низкопроницаемый	45,6
2	2096,05	437,26	0,01	437,44	437,44	Достоверный (низкое кач.)	45,5
3	2099,41	440,79	0,02	444,07	440,91	Достоверный (низкое кач.)	45,7
4	2101,52	423,39	0,05	447,57	441,30	Достоверный	45,6
5	2104,63	419,80	0,18	449,22	449,22	Достоверный	45,5
6	2108,89	420,74	0,05	448,66	444,90	Достоверный	45,4
7	2112,81	420,48	0,04	449,96	444,74	Достоверный	45,4
8	2116,92	420,47	0,06	450,44	445,98	Достоверный	45,4
9	2122,58	422,85	0,04	451,94	446,95	Достоверный	45,4
10	2124,78	426,71	0,03	453,16	447,61	Достоверный	45,4
11	2130,61			454,18	451,62	Отсутствие герметизации	45,6
12	2142,55			455,56	452,90	Низкопроницаемый	45,5
13	2151,63			458,04	455,51	Низкопроницаемый	45,6
14	2161,26			459,42	457,09	Низкопроницаемый	45,7
15	2179,84			464,17	460,32	Низкопроницаемый	45,9
16	2206,24	447,53	0,02	469,79	462,96	Достоверный	46,1
17	2222,35	453,98	0,02	474,11	465,61	Достоверный	46,6
18	2232,25			476,88	476,88	Низкопроницаемый	46,8
19	2245,71	466,87	0,01	480,11	471,69	Достоверный	47,1
20	2256,62			481,96	478,32	Низкопроницаемый	47,3
21	2271,69			485,46	483,33	Низкопроницаемый	47,5
22	2281,95	471,84	0,03	486,21	486,21	Достоверный (низкое кач.)	47,6
23	2297,68	468,67	0,01	491,01	483,11	Достоверный (низкое кач.)	47,8
24	2307,07	472,99	0,01	493,27	483,22	Достоверный (низкое кач.)	48,0
25	2311,08	460,08	0,03	494,65	485,43	Достоверный	48,2

Испытания скважины 85 проводились в сложных геологических условиях, что объяснялось аномальным пластовым давлением до 473 атм.

Были проведены испытания в двух объектах:

I объект (12.07-26.06.2019 г) – получены притоки газа, на 3,97мм штуцере $Q_g=3818,8$ м³/сут, на 5,56мм штуцере – $Q_g=3633,1$ м³/сут, на 7,14мм штуцере – $Q_g=3767$ м³/сут.

II объект (27.09-14.10.2019 г) – получены притоки газа, жидкости (бур.раствор и техническая вода), нефти, на 12мм штуцере $Q_{ж}=1,0$ м³/сут, $Q_g=9582$ м³/сут; на 5мм штуцере – $Q_{ж}=2,3$ м³/сут, $Q_g=9840$ м³/сут, на 9мм штуцере $Q_{ж}=1,42$ м³/сут, $Q_g=9381$ м³/сут.

Вскрытый в интервале глубин 2097,3-2101,1м пласт-коллектор, оцененный по данным ГИС как содержащий углеводороды с $K_{нг}=46.0\%$, с эффективной пористостью 15.0% не испытан из-за аварийного состояния скважины в связи с появлением межколонных давлений, поэтому дальнейшее освоение скважины является проблематичным.

Вскрытие зон АВПД — причина многих осложнений, ликвидация которых приводит к большим материальным затратам. При бурении в зонах АВПД буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин утяжеляют. Но такой раствор могут поглощать пласты с гидростатическим давлением и АНПД. Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышележающие поглощающие пласты перекрывают колонной.

Если распределение давления в породах по глубине известно, то можно выбрать оптимальную конструкцию скважины, технологию бурения и цементирования и предупредить возможные осложнения и аварии. Наличие зон АВПД значительно увеличивает стоимость скважин.

С учетом результатов бурения скв.76 и 85 и испытания скважины 85, которые проходили в сложных геологических условиях (АВПД), что отразилось на сроках испытаний и финансовых затратах, недропользователем было принято решение об изменении объемов и сроков бурения проектных скважин.

Настоящим проектным документом закладывается бурение 6 скважин.

Целью оценочного бурения является уточнение особенностей геологического строения, оценка залежей нефти в юрских, триасовых и подкарнизных пермтриасовых отложениях, выявление закономерностей изменения толщин, коллекторских свойств, характера насыщения флюидами, а также особенностей тектоники месторождения Кемерколь, при положительных результатах бурения получения всей необходимой геолого-промысловой информации для оценки продуктивных отложений.

Методика проведения геологоразведочных работ основывается на общепринятых правилах ведения данных работ в условиях развития солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины.

В качестве основы при проектировании оценочного бурения использованы структурные карты по отражающим горизонтам VI-1, T2-1, III.

2.5.3. Сейсморазведочные работы

В 2006-2007 гг на контрактной территории Кемерколь АО «Азимут Энерджи Сервисез» с использованием вибросейсмических источников выполнены сейсмические работы 3Д в объеме 116,55 кв.км.

Комплексная обработка сейсмических данных 3D выполнена в Филиале геофизического центра услуг «PGS GIS». Интерпретация сейсморазведочных данных проводилась в компании «RES». По результатам работ составлен отчет с рекомендациями о заложении поисковых скважин на выявленных перспективных объектах.

В 2016 г компания «RES» осуществила переобработку и переинтерпретацию данных 3D, по результатам этих работ были выделены перспективные объекты в триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях.

Структурные карты по этому отчету явились основанием для уточнения местоположения проектных скважин.

Переинтерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д не предусматривается настоящим проектом.

2.5.4. Система размещения проектных скважин

Комплекс геологоразведочных работ на контрактной территории Кемерколь на период 2021-2022 гг предусматривает бурение 6 оценочных скважин №№78, R101, R102, R103, R104, R105, из них 3 скважины №78, R101, R102 независимые и 3 скважины R103, R104, R105 - зависимые от результатов бурения скважин R101 и R102.

Целью бурения скважины №78 с проектной глубиной 2500 м является изучение геологического строения и оценка залежей УВС в надсолевых триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях; целью бурения скважин R101, R102, R103, R104 является изучение геологического строения и оценка нефтеносности триасовых отложений северо-западного крыла месторождения Кемерколь.

Независимая оценочная скважина №78 закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12153 и CrLine_4107 с проектной глубиной 2500 м с целью оценки перспектив нефтегазоносности подкарнизных пермотриасовых отложений. Проектный горизонт – отложения перми.

Независимая оценочная скважина R101 закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12160 и CrLine_4135 с проектной глубиной 1300 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Независимая оценочная скважина R102 закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12106 и CrLine_4129 с проектной глубиной 1700 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Оценочная скважина R103, зависимая от результатов бурения скважин R101 и R102, закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12156 и CrLine_4024 с проектной глубиной 2000 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Оценочная скважина R104, зависимая от результатов бурения скважин R101 и R102, закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12174 и CrLine_4127 с проектной глубиной 1400 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Оценочная скважина R105, зависимая от результатов бурения скважин R101 и R102, закладывается на северо-западном крыле на пересечении профилей InLine_12184 и CrLine_4105 с проектной глубиной 1400 м с целью оценки перспектив нефтеносности триасовых отложений, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

Местоположение зависимых скважин R103, R104, R105 будет уточняться по результатам бурения независимых скважин R101 и R102.

Бурением ставятся следующие задачи:

- оценка нефтегазоперспективности триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложений;
- изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей;

- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- получение исходных данных для оценки запасов углеводородов.

2.5.5. Геологические условия проводки скважин

Во время бурения скважин в пределах месторождения Кемерколь посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовым давлениям. Мезокайнозойские отложения характеризуются нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до $0,112 \text{ кгс/см}^2$, в подкарнизных условиях вскрытый разрез характеризуется аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности до 2,1, которые необходимо учитывать при строительстве проектных оценочных скважин. В проектных скважинах для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- $1,03 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака первой обсадной колонны.
- $1,17 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака первой промежуточной колонны.
- $1,36 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака второй промежуточной колонны.
- $1,85 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны

Проводка скважин 78, R101, R102, R103, R104, R105 на месторождении Кемерколь предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения с применением современной технологии и техники бурения глубоких скважин.

Главной задачей бурения скважин является достижение запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта с получением притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. В приведенной таблице 6.5.1 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий по предотвращению аварий в них. Скважины, вскрыв проектную глубину, выполняют свое основное назначение – получение притоков УВ и уточнение ранее выявленных залежей или открытие новых залежей УВ.

Таблица 2.5.5.1 - Интервалы фактических и возможных осложнений

Инт-лы глубин, м	Породы, слагающие интервал	Возможные осложнения
K ₂ , K ₁	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневатые тонко и среднезернистые, глинистые. Песчаники светло-серые, средние зернистые, известковистые. Алевролиты светло-серые.	Прихват из-за обвала стенок скважины, осыпи, увеличенный вынос шлама. Сальникообразование, заклинки.
J	Глины серые, песчаные. Пески серые, среднезернистые. Песчаники серые, мелко-, среднезернистый, крепкие. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.	
T	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые	Возможны нефтегазоводопрооявления, разгазирование бурового раствора, падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости.
P _{1k}	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	Сужение ствола скважин, текущие породы - соль, ангидриты, коагуляция бурового раствора
PT (подкарниз)	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые.	нефтегазопрооявления, разгазирование бурового раствора, падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости

Примечание:* В связи с большими колебаниями глубин в проектных оценочных скважинах, расположенных в разных блоках, глубины стратиграфических подразделений не указываются, так как для каждой скважины на площади будет составляться отдельный Технический проект на строительство скважины, где и будут указаны перечисленные глубины.

Проектируемыми скважинами будут вскрыты отложения от четвертичного возраста до нижнепермских включительно.

Ниже в таблице 2.5.5.2-2.5.5.4 приводится проектный стратиграфический разрез оценочных скважин месторождении Кемерколь

Таблица 2.5.5.2 - Проектный стратиграфический разрез скважины 78

№ п/п	Возраст	Инт-лы залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давления, атм	температура, °C
1	2	3	4	5	6	7
1	N+Q	20	Глины серые, серовато-зеленые, местами известковистые, загипсованные, песчаные с включениями гравия	До 3	2,0	18
2	K ₂	65	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневые тонко и среднезернистые, глинистые. Песчаники светло-серые, средне зернистые, известковистые. Алевроиты светло-серые.	До 3	6,5	22
3	K ₁	610		До 3	62,8	28
4	J ₃	653	Глины серые, песчаные. Пески серые, среднезернистые. Песчаники серые, мелко-, среднезернистый, крепкие. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.	До 4	67,3	30
5	J ₂	980		До 4	105,8	33
6	J ₁	1040		до 4	112,3	38
7	T	1830	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые.	до 4	214,1	44
8	P _{1k}	2150	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	До 25	292,4	48
9	PT	2500	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые.	До 25	462,5	54

Таблица 2.5.5.3 - Проектный стратиграфический разрез скважин R101, R104, R105

№ п/п	Возраст	Инт-лы залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давления, атм	температура, °C
1	2	3	4	5	6	7
1	N+Q	20	Глины серые, серовато-зеленые, местами известковистые, загипсованные, песчаные с включениями гравия	до3	2	18
2	K ₂	110	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневые тонко и среднезернистые, глинистые. Песчаники светло-серые, средне зернистые, известковистые. Алевроиты светло-серые.	до3	11	20
3	K ₁	425		до3	43,8	28
4	J ₃	465	Глины серые, песчаные. Пески серые,	до4	47,9	30

5	J ₂	730	среднезернистые. Песчаники серые, мелко-, среднезернистый, крепкие. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.	до4	78,9	33
6	J ₁	790		до 4	85,3	38
7	T	970	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые.	до 4	113,5	44
8	P _{1k}	1100	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	До 25	119	48

Таблица 2.5.5.4 - Проектный стратиграфический разрез скважин R102 и R103

№ п/п	Возраст	Инт-лы залегания, м	Литологические особенности и характеристика разреза	Углы и направления падения пластов	Ожидаемые пластовые	
					давления, атм	температура, °C
1	2	3	4	5	6	7
1	N+Q	20	Глины серые, серовато-зеленые, местами известковистые, загипсованные, песчаные с включениями гравия	до3	2	18
2	K ₁	125	Глины пестроцветные. Пески буровато-зеленые и коричневые тонко и среднезернистые, глинистые. Песчаники светло-серые, средне зернистые, известковистые. Алевриты светло-серые.	до3	12,9	20
3	J ₃	150	Глины серые, песчаные. Пески серые, среднезернистые. Песчаники серые, мелко-, среднезернистый, крепкие. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые. Угли темно-бурые, средней крепости.	до4	15,4	21
4	J ₂	470		до4	50,8	30
5	J ₁	500		до 4	54	33
6	T	750	Глины серые, зеленовато-серые, красно-коричневые. Пески и песчаники среднезернистые, светло-серые. Алевролиты серые, тонкозернистые, кварцевые.	до 4	87,8	36
7	P _{1k}	850	Каменная соль светлосерая, кристаллическая, полупрозрачная, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования	До 25	101,2	40

2.5.6. Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопроявления с присутствием во флюидах до 5 % CO₂;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- сужения ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

Вскрытие продуктивных пластов производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, так как во вскрываемом разрезе содержатся глины и аргиллиты.

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к коагуляции призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для поддержания плотности бурового раствора использовать кислоторастворимые утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации), во избежание загрязнения коллектора.

За 50–100 м до вскрытия продуктивного пласта начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO_2 и вводить их регулярно в процессе бурения.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м³ и более, при необходимости повторять прокачивать ее до полной очистки ствола скважины.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, пескоотделитель и илоотделитель, а при необходимости - центрифугу.

Для проводки проектируемых скважин предлагается следующий тип промывочной жидкости:

1. При бурении под направление - полимерный раствор с параметрами: плотность 1080-1100 кг/м³, условная вязкость 50-60 сек., фильтрация 8-10 см³ за 30 мин.
2. При бурении под кондуктор - полимерный раствор с параметрами: плотность 1150-1180 кг/м³, условная вязкость 45-50 сек., фильтрация 6-8 см³ за 30 мин.
3. При бурении под 1-ую промежуточную колонну - ингибирующий полимеркалийевый раствор с параметрами: плотность 1240-1380 кг/м³, условная вязкость 40-50 сек., фильтрация 4-5 см³ за 30 мин
4. При бурении под 2-ую промежуточную колонну - полимеркалийевый соленасыщенный раствор с параметрами: плотность 1650-1700 кг/м³, условная вязкость 60-70 сек., фильтрация 6-8 см³ за 30 мин
5. При бурении под эксплуатационную колонну - полимеркалийевый раствор с параметрами: плотность 1700-2110 кг/м³, условная вязкость 50-60 сек., фильтрация 4-5 см³ за 30 мин (таблица 2.5.6.1).

Таблица 2.5.6.1 - Характеристика промывочной жидкости проектных скважин

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Плот- ность г/см ³	Вяз- кость, сек.	Водо- отдача см ³ за 30мин.	Наименование химических реагентов
0-50	Бентонитовый	1,08÷1,10	30÷40	8-10	Каустическая сода, Кальц. Сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит
50-250	Полимеркалие- вый	1,15-1,18	45÷50	6-8	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота
250-1830		1,24-1,38	40-50	4-5	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Биокарбанат, Лимонная кислота, Биолуб LVL, SC-135
1830-2150	Полимеркалие- вый соленосыщен- ный	1,65-1,70	60-70	6-8	Каустическая сода, Кальц. Сода, Техническая соль, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, CaCO ₃ , Барит, Биокарбанат, Лимонная кислота
2150-2500	Полимеркалие- вый	1,70-2,11	50-60	4÷5	Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, CaCO ₃ , Барит, Биокарбанат, Лимонная кислота, Биолуб LVL, SC-135

2.5.7. Обоснование типовой конструкции скважин

Согласно проекта планируется бурение 6 оценочных скважин:

- оценочная скважина R101 с проектной глубиной 1300 м;
- оценочная скважина R104 и R105 с проектной глубиной 1400 м;
- оценочная скважина R102 с проектной глубиной 1700 м;
- оценочная скважина R103 с проектной глубиной 2000 м;
- оценочная скважина 78 с проектной глубиной 2500 м.

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения оценочных скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в отложениях триаса и подкарнизного пермотриаса на месторождении Кемерколь рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин.

Для скважин R101, R102, R103, R104, R105 предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø324 мм х 30 м устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** Ø244,5 мм х 400 м устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм х 1300 (1400, 1700, 2000) м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 2.5.7.1.

Таблица 2.5.7.1 – Рекомендуемая конструкция скважин R101, R102, R103, R104, R105

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
------------------------	-----------------------	------------------------	----------------------	---------------------------------------

Направление	393,7	323,9	30	устье
Кондуктор	295,3	244,5	400	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1300, 1400, 1700, 2000	устье

Для скважины №78 предлагается следующая конструкция:

- **Направление** Ø530,0 мм х 50 м устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** Ø426,0 мм х 250 м устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Первая промежуточная колонна** Ø329,3 мм х 1640 м устанавливается на кровле соли. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Вторая промежуточная колонна** Ø244,5 мм х 2230 м устанавливается на подошве соли. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм х 2500 м устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 2.5.7.2.

Таблица 2.5.7.2 – Рекомендуемая конструкция скважины 78

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	660,0	530,0	50	устье
Кондуктор	508,0	426,0	250	устье
Первая промежуточная	393,7	329,3	1640	устье
Вторая промежуточная	295,3	244,5	2230	устье
Эксплуатационная колонна*	215,9	168,3	2500	устье

Примечание.* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

2.5.8. Оборудование устья скважин

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление.

2.5.9. Комплекс геолого-геофизических исследований

В процессе бурения скважин проводится рациональный комплекс геолого-геофизических исследований, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор керна, шлама, боковых грунтов, пластовых флюидов и газа.

Интервалы отбора керна, методы и интервалы испытания продуктивных горизонтов могут уточняться специалистами Заказчика и проектной компанией по строительству скважин в процессе проводки скважин и по результатам геофизических исследований.

Необходим полный анализ керна, шлама, боковых грунтов в лабораторных условиях (биостратиграфические исследования, литологические, геохимические, петрофизические и т.д.), который позволит изучить вскрываемый разрез.

При отборе пластовых флюидов, необходимо их комплексное изучение в поверхностных и пластовых условиях.

2.5.9.1. Отбор кернa и шламa

Отбор кернa предусматривается производить в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор кернa производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных участков разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения.

Отбор кернa рекомендуется производить с помощью керноотборочных снарядов с использованием фиброгласовых грунтоносов.

Вынос кернa планируется не менее 90% от каждого долбления с отбором кернa. Обязателен отбор призабойного кернa.

Образцы пород, поднятые при бурении скважин, являются первичным фактическим документом, характеризующим разрез скважины. Временное хранение, укладка кернa в ящики, литологическое описание кернa и другие мероприятия по работе с каменным материалом должны осуществляться в соответствии с «Едиными правилами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ». Интервалы отбора кернa определены, исходя из мощности и глубин залегания перспективных горизонтов.

В целях точной привязки интервалов отбора кернa к предполагаемым продуктивным горизонтам перед их вскрытием производится контрольный замер бурового инструмента и используются данные каротажа.

Отбор шламa в скважине №78 начинается с глубины 2000 м, в скважинах R101, R102, R103, R104, R105 с 400 м и продолжается через каждые 10 м проходки, в случае проявления признаков углеводородов отбор шламa необходимо производить через 1 м до полного исчезновения признаков. Шлам анализируется на содержание тяжелых фракций и определяется механический состав пород.

Проектом предусматривается отбор кернa в проектных скважинах в объеме 32 м по каждой скважине, всего отбор кернa предусматривается в объеме 192 м.

Глубины отбора кернa будут уточняться геологической службой ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» в процессе бурения. При вскрытии продуктивной толщи отбор кернa производится сплошным забоем до полного прекращения признаков УВ.

Таблица 2.5.9.1.1 – Сведения по проектному отбору кернa

Скважина	Интервал отбора кернa, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора кернa
1	2	3	4	5
78	2150-2159 2200-2209 2230-2239 2495-2500	32	РТ (подкарниз)	I-II
R101	1120-1129 1135-1144 1155-1164 1295-1300	32	T	I
R102	1335-1344 1370-1379 1400-1409 1695-1700	32	T	I
R103	1300-1309 1360-1369 1780-1789 1995-2000	32	T	I

R104	1120-1129 1135-1144 1155-1164 1395-1400	32	T	I
R105	1120-1129 1135-1144 1155-1164 1395-1400	32	T	I

2.5.9.2. Промыслово-геофизические исследования скважин

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов-коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород-коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования в проектных скважинах предусматривается проведение комплекса промыслово-геофизических работ, приведенного в таблице 2.5.9.2.1.

С целью осуществления качественной проводки скважины, соблюдения параметров бурового раствора, предотвращения осложнений, изучения геологического разреза, выявления в разрезе вероятно продуктивных горизонтов предусматривается проведение геолого-технических исследований в каждой скважине.

Таблица 2.5.9.2.1 - Планируемый комплекс ГИС для скважины 78

Наименование работ	Интервал записи, м	Примечания
1. ГК, БК, ПС, КВ, ННК, инклинометрия	0-250, 1830-2150 м	
2. Самопроизвольная поляризация (ПС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), многозондовый боковой каротаж, микробоковой каротаж (МБК), АК, акустическая цементметрия (АКЦ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), радиоактивный каротаж (ГК, ННК), кавернометрия, термометрия.	250-1830, 2150-2500 м	
3. Гидродинамический каротаж		В случае обнаружения УВ
4. Геолого-технические исследования и газовый каротаж	250-2500 м	Станция ГТИ
5. Акустический цементометраж	0-2500 м	
6. Для привязки перфорации ГК, ТМ	В продукт. части	

Примечание: в случае аварийных работ будут использоваться соответствующие методы.

Таблица 2.5.9.2.2 - Планируемый комплекс ГИС для скважин R101, R102, R103, R104, R105

Наименование работ	Интервал записи, м	Примечания
1. ГК, БК, ПС, КВ, ННК, инклинометрия	0-250 м	
2. Самопроизвольная поляризация (ПС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), многозондовый боковой каротаж, микробоковой каротаж (МБК), АК, акустическая цементметрия (АКЦ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), радиоактивный каротаж (ГК, ННК), кавернометрия, термометрия.	250-1300м (R101) 250-1400м (R104, R105) 250-1700м (R102) 250-2000м (103)	
3. Гидродинамический каротаж		В случае обнаружения УВ

4. Геолого-технические исследования и газовый каротаж	250-1300м (R101) 250-1400м (R104, R105) 250-1700м (R102) 250-2000м (R103)	Станция ГТИ
5. Акустический цементометраж	250-1300м (R101) 250-1400м (R104, R105) 250-1700м (R102) 250-2000м (R103)	
6. Для привязки перфорации ГК, ТМ	В продукт. части	

Примечание: в случае аварийных работ будут использоваться соответствующие методы.

2.5.9.3. Лабораторные исследования

Все отобранные образцы керна, шлама, пробы нефти, газа и воды регистрируются в специальных журналах геологической службы УБР и отправляются на исследования в аккредитованные лабораторийк ТОО «КазНИГРИ», ТОО «Каспиймунайгаз», ТОО «Стратум-КЭР» и другие компании на договорной основе.

Предусматривается следующий комплекс лабораторных исследований в расчете на одну скважину (табл.2.5.9.3.1). По 6 скважинам проектный объем лабораторных исследований составляет 72 проб флюидов и 558 образцов керна.

Таблица 2.5.9.3.1 – Перечень и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

Название работы	Единица измерения	Объем работы
Исследование флюидов по стандартным методикам		
Глубинные пробы нефти	Проба	3
Поверхностные пробы нефти	Проба	3
Пробы воды	Проба	3
Исследования газа	Проба	3
Исследование керна		
Изготовление и описание шлифов	шлиф	30
Определение коллекторских свойств пород	Образец	30
Определение насыщенности	Образец	10
Люминесцентно-битуминологические определения	Образец	10
Палинологические исследования	Образец	10
Биостратиграфический анализ керна	Образец	3

Для уточнения литологии и возраста проходимых пород, отбираются образцы на петрографический и минералогический, микрофаунистический и споропыльцевой анализы.

Отобранные в процессе бурения пробы нефти, газа и воды отправляются на анализ с целью изучения их состава, физических и химических свойств.

Отбор и отправка образцов проб ведется геологической службой совместно с буровой бригадой.

2.5.9.4. Опробование и испытание скважин

На площади Кемерколь продуктивные горизонты ожидается вскрыть в триасовых и подкарнизных пермотриасовых отложениях. Интервалы опробования и испытания будут уточнены по данным промыслово-геофизических исследований и другим данным.

Перед проведением испытания производится монтаж линий для отвода от устья скважины пластовой жидкости или газа на расстояние в соответствии с требованиями

пожарной безопасности. В целях предупреждения открытого выброса на буровой должен быть нормативный запас бурового раствора.

Испытание в эксплуатационной колонне проводится снизу-вверх. Вскрытие перспективных горизонтов в эксплуатационной колонне производится кумулятивными зарядами производства «Шлюмберже» или «Бейкер Хьюс» с плотностью отверстий 20 отверстий на 1 п.м. на кабеле или ПНКТ.

Перед перфорацией устье скважины оборудуется задвижкой высокого давления (противовыбросовая задвижка), которая до установки на устье тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному давлению. После установки на устье скважины задвижка вновь опрессовывается на давление, не превышающее допустимое для спущенной эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

После выполнения прострелочно-взрывных работ на каротажном кабеле (перфорация) производится спуск насосно-компрессорных труб до верхнего отверстия фильтра. Устье скважины оборудуется арматурой, которая до установки на устье подвергается гидравлическому испытанию на пробное давление, вдвое больше паспортного рабочего давления. После установки арматуры на устье скважины, при закрытых нижней стволовой и боковой задвижках, верхняя часть ее испытывается на давление, равное пробному давлению. Опрессовка «елки» осуществляется через отверстия для манометра на буфере с выдержкой давления в течение 10 минут.

Трубная головка фонтанной арматуры опрессовывается после установки на устье скважины на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязка устья скважины и наземного оборудования производится по утвержденной схеме.

Испытание каждого объекта производится методом снижения противодействия на пласт, для чего первоначально в скважине производится замена глинистого раствора на воду.

В зависимости от полученного характера притока флюида испытание скважины производится методом установившихся или неустойчивых отборов.

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойного давления и температуры на трех-четырех режимах. На всех режимах отбираются глубинные пробы. Определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

При получении из объекта нефти производят исследования методом установившихся отборов. Перед производством исследования скважину пускают на отработку для очистки призабойной зоны от бурового раствора, фильтрата и т.д.

После отработки исследования проводят, начиная от меньшего дебита пластового флюида до более высокого дебита. Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления дебитов. Исследование скважин проводят не менее чем на 3-5 режимах прямого хода. Скважину после изменения режима оставляют на 12-24 часа до стабилизации устьевых давлений, после чего замеряют дебит, забойное, буферное и затрубное давления, газовый фактор и отбирают пробы.

На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме и провести аналогичные замеры.

При опробовании методом свабирования производят комплекс исследовательских работ: замеры дебитов нефти, газа на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После достижения максимально допустимого дебита исследования повторяют в обратном порядке на 2-3 режимах. Пластовое давление со снятием кривых восстановления должно быть замерено 2 раза: первый раз в начале исследования (после окончания отработки) и второй раз – в конце исследования (при обратном ходе).

При получении притока воды производить ее откачку в количестве не менее 3-х объемов скважины. Прослеживание уровня ведут до статического уровня, замеряют пластовое давление и температуру. Отбирают пробы воды на анализ.

Разобщающие мосты в процессе испытания скважин устанавливаются для изоляции нижележащего объекта (испытание которого закончено) при переходе на испытание вышележащих. После ОЗЦ (перед перфорацией очередного объекта) установленный мост испытывается на герметичность путем снижения гидростатического столба промывочной жидкости на величину, большую заданной депрессии при испытании следующего объекта.

До испытания на герметичность и после него мост должен быть проверен на прочность путем передачи на него нагрузки насосно-компрессорных труб со специально оборудованным низом.

В процессе испытания будут получены следующие данные:

1. - начальное пластовое давление и температура,
2. - возможные в условиях последующей эксплуатации скважин дебиты и забойные давления,
3. - общие для каждой скважины и удельные (то есть на 1 метр нефтенасыщенной толщины) коэффициенты продуктивности горизонтов по нефти и жидкости,
4. - определение обводненности,
5. - отбор и производство лабораторных анализов проб нефти, газа, воды.

Устья скважин при ликвидации или консервации оборудуются согласно утвержденного «Типового проекта проведения изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, не содержащих токсичные и агрессивные компоненты».

В скважине №78 предусматривается опробование в эксплуатационной колонне в 3 объектах, приуроченных к предполагаемым нефтегазоперспективным подкарнизным пермотриасовым горизонтам, в скважинах R101, R102, R103, R104, R105 по 2 объекта в триасовых отложениях. Интервалы испытаний будут уточняться специалистами ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» (отделы геологии и бурения) после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

. Испытания в открытом стволе не предусматриваются.

Таблица 2.5.9.4.1 – Интервалы испытания в эксплуатационной колонне

Проект.скв	№объекта	Интервалы испытания, м	Горизонты
78	I	2300-2320	Подкарнизный пермотриас РТ
	II	2250-2270	
	III	2150-2170	
R101	I	1205-1225	Т
	II	1170-1190	
	III	1110-1130	
R102	I	1430-1450	Т
	II	1370-1390	
	III	1330-1350	
R103	I	1750-1770	Т
	II	1480-1500	
	III	1330-1350	
R104	I	1270-1290	Т
	II	1190-1210	
	III	1120-1140	
R105	I	1270-1290	Т
	II	1190-1210	
	III	1120-1140	

2.6. Попутные поиски

В настоящее время гамма-каротаж является обязательным методом при комплексном изучении скважин.

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

В соответствии с существующими требованиями объем работ по попутным поискам на месторождении Кемерколь должен быть следующим:

- гамма-каротаж (со 100% охватом запроектированного метража бурения) - 10300 м;
- контрольный (повторный) каротаж (с 10% охватом от общего метража бурения) - 1030 м;
- отбор проб воды для анализа урана и радия - 3 пробы.

В разрезах проектных скважин аномалии повышенного фона радиации (с точки зрения массовых поисков урана) не ожидаются.

2.7. Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Ликвидация последствий деятельности работ ТОО «АП-Нафта Оперейтинг», связанных с разведкой углеводородного сырья, производится в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК и сопровождается значительными материальными и финансовыми затратами, что обуславливает создание специального ликвидационного фонда.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 7 статьи 126:

- Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом.

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

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по площади составят суммарные затраты на ликвидацию скважин и затраты по рекультивации земли.

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на контрактной территории направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей. Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями предусмотренные МЭРК №200 от 22.05.18г «Правила консервации и ликвидации при проведение разведки и добычи углеводородов и добычи урана». Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС организации – Недропользователя.

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

После проведения испытания Заказчиком принимается решение о её консервации до организации эксплуатации промысла или ликвидации при отсутствии признаков нефти. В соответствии с кодексом «О недрах и недропользовании» (гл. 18, ст. 126) и «Правилами консервации и ликвидации объектов при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденный приказом МЭ РК №200 от 22 мая 2018 года, для данного этапа работ составляется **отдельная проектная документация**, для выполнения которого привлекаются подрядные организации, имеющие лицензию на соответствующий вид деятельности.

2.8. Обработка данных разведочного бурения

По глубоким скважинам постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства. Документы, предшествующие бурению скважин:

- акты о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважин;
- геолого-технический наряд;
- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На каждую бурящуюся скважину заводится дело, включающее в себя журнал описания керна и шлама, журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа, геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопроявлений. Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающий процесс бурения и опробования скважины.

2.9. Календарный план

По календарному плану на монтаж буровой вышки, бурение скважины, испытание перспективных объектов, демонтаж и переброску вышки отводятся от 217 до 287 дней.

Таблица 2.9.1 - Календарный план бурения проектируемых скважин

№№	Номера проект. скважин	Проектные глубины, м	Годы бурения	Продолжительность строительства скважины, дни	Примечания
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	
1	78	2500	2022	287	
2	R101	1300	2021	217	
3	R102	1700	2021	220	
4	R103	2000	2022	224	
5	R104	1400	2022	218	
6	R105	1400	2022	218	
Всего		10300			

РАЗДЕЛ 3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ РАБОТ

3.1. Атмосферный воздух

Атырауская область

Температура воздуха. Анализ хода среднемесячных температур воздуха на северном побережье Каспийского моря свидетельствует, что самыми холодными месяцами являются январь-февраль, самым теплым – июль.

Зима умеренно холодная, устойчивые морозы начинаются в конце ноября. Средние температуры днем в январе -10° - -12° , ночью до -25° . Весна характеризуется быстрым переходом от зимы к лету и большими перепадами дневных и ночных температур воздуха. Лето сухое и жаркое, температура воздуха днем $+25^{\circ}$ - $+30^{\circ}$, ночью $+15^{\circ}$ - $+20^{\circ}$.

Ветровой режим. Для данного региона характерны сильные ветра. В холодное время года преобладают ветры восточного и юго-восточного направления. Высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды и только в теплое время года, вследствие уменьшения интенсивности центра высокого давления в Сибири. На территории Северного Прикаспия преобладают ветры северного и северо-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра 11,8 м/сек (МС Кульсары). Наибольшая повторяемость штормовых ветров скоростью более 25 м/сек отмечается при В направлениях. Наиболее вероятны сильные ветры в марте-апреле, обычно они имеют восточное направление.

Осадки. По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовая сумма осадков, по многолетним данным метеостанции Кульсары среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 175,3мм.

В годовом количестве осадков преобладают осадки в жидкой форме, что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха. Продолжительность выпадения осадков по временам года неодинакова. Наибольшая продолжительность осадков приходится на зиму. Летние дожди, хотя и более интенсивны, но непродолжительны. Засушливость теплого периода года проявляется в низких значениях относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги. Число дней с относительной влажностью до 30% - 163.

Снежный покров. Твердые осадки - снег, крупа, снежные зерна - наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Первые заморозки наступают в середине ноября. Образование устойчивого снежного покрова наблюдается в середине декабря, сход - в первой декаде марта. Изменчивость указанных дат может достигать одного месяца. В любой месяц зимы возможны непродолжительные оттепели. Высота снежного покрова от 10 до 40 см. Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

По данным таблицы в годовом ходе осадков видны два максимума: май – июнь и ноябрь. Менее интенсивные осадки выпадают в декабре – апреле, июле, и наименьшее количество осадков (7мм) – в сентябре.

Снежный покров. В зимний период здесь, как и на большей части территории республики, устанавливается область высокого давления, связанная с системой Сибирского (Азиатского) антициклона. Атмосферные условия в этот период характеризуются ясной устойчивой погодой, благоприятствующей образованию в атмосфере температурных инверсий. Инверсии отмечаются, как правило, в ночное время суток с повторяемостью от 40 до 60%, быстро разрушаются в условиях активного турбулентного перемешивания.

Устойчивый снежный покров устанавливается обычно во второй половине декабря и сохраняется в течение 65-95 дней. Средняя высота снежного покрова не превышает 10-15 см, средние запасы воды в снеге - 25-40 мм.

Современное состояние атмосферного воздуха оценивается на основе результатов полевых исследований, проведенных в 3-4 кварталах 2020 года на основе программы производственного экологического контроля.

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

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля над соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов. Мониторинг состояния окружающей среды в 3-4 кварталах 2020 года на месторождении в целом производился ТОО «АЗИЯ Incorporated» по Программе производственного экологического контроля, утвержденной государственными контролирующими органами.

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферный воздух (наблюдения на источниках выбросов) выполняются в целях контроля соблюдения установленных для них нормативов ПДВ и разрешенных лимитов выбросов.

Контроль соблюдения нормативов ПДВ на источниках, а также частота и количество контрольных точек наблюдения определялось в соответствии с Планом-графиком контроля на источниках выбросов.

Согласно программе ПЭК в 3-4 кварталах 2020 года проводился контроль организованных источников по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид углерода, оксид азота, диоксид серы, углерод.

Для проведения измерений использованы поверенные и отградуированные приборы, внесенные в государственный реестр государственных средств измерений.

Таблица 3.1.1

Результаты контроля отходящих дымовых газов от организованных источников на м/р Кемерколь за 3-4 кварталы 2020 года (мониторинг эмиссий)

Наименование источников выбросов (номер источника выброса)	Наименование загрязняющих веществ	Установленный норматив (г/с)	Фактический результат мониторинга (г/с)	Соблюдение либо превышение нормативов ПДВ
1	2	3	4	5
3 квартал				
Источник №0003 Водогрейный котел	Диоксид азота	0,00432	0,00038	Соблюдено
	Оксид азота	0,000702	0,000213	
	Оксид углерода	0,0173	0,0081	
4 квартал				
Источник №0004 Водогрейный котел	Диоксид азота	0,01034	0,00028	Соблюдено
	Оксид азота	0,00168	0,000121	
	Углерод (сажа)	0,000938	0,000183	
	Сера диоксид	0,02205	0,00038	

Результаты исследований атмосферного воздуха на границе СЗЗ предприятия представлены в таблице 3.1.2.

Отбор проб был произведен на границе СЗЗ на месторождения Кемерколь в четырех точках с учетом влияния колебаний направления ветра.

Таблица 3.1.2.

Результаты выполненных измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ м/р Кемерколь за 3-4 кварталы 2020 года

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрации		Норма ПДК м.р $\frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$	Наличие превышения ПДК, кратность
		3 кв.	4 кв.		
1	2	3		4	5
Точка №1 Север	Оксид азота	0,0021	0,0081	0,4	Не превышает
	Диоксид азота	0,048	0,031	0,2	Не превышает
	Оксид углерода	0,011	0,012	5,0	Не превышает
	Диоксид серы	0,0081	0,0078	0,5	Не превышает
	Углеводороды	0,053	0,051	1,0	Не превышает
	Формальдегид	0,0121	0,0128	0,05	Не превышает
	Сажа	0,05387	0,05183	0,15	Не превышает
Точка №2 Восток	Оксид азота	0,008	0,006	0,4	Не превышает
	Диоксид азота	0,08	0,08	0,2	Не превышает
	Оксид углерода	0,063	0,068	5,0	Не превышает
	Диоксид серы	0,03	0,04	0,5	Не превышает
	Углеводороды	0,012	0,018	1,0	Не превышает
	Формальдегид	0,015	0,008	0,05	Не превышает
	Сажа	0,031	0,028	0,15	Не превышает
Точка №3 Юг	Оксид азота	0,0031	0,0031	0,4	Не превышает
	Диоксид азота	0,053	0,028	0,2	Не превышает
	Оксид углерода	0,098	0,093	5,0	Не превышает
	Диоксид серы	0,093	0,026	0,5	Не превышает
	Углеводороды	0,058	0,030	1,0	Не превышает
	Формальдегид	0,012	0,021	0,05	Не превышает
	Сажа	0,011	0,012	0,15	Не превышает
Точка №4 Запад	Оксид азота	0,0081	0,0083	0,4	Не превышает
	Диоксид азота	0,0012	0,0018	0,2	Не превышает
	Оксид углерода	0,083	0,63	5,0	Не превышает
	Диоксид серы	0,071	0,028	0,5	Не превышает
	Углеводороды	0,011	0,031	1,0	Не превышает
	Формальдегид	0,03	0,02	0,05	Не превышает
	Сажа	0,052	0,008	0,15	Не превышает

Анализ результатов наблюдений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ месторождения Кемерколь в 3-4 кварталах 2020 года не выявил превышений ПДК по контролируемым ингредиентам.

3.2. Характеристика почвенно-растительного покрова.

Исследуемый район по природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан относится к Приморскому округу Арало-Каспийской провинции, расположен в геоморфологическом отношении - в Прикаспийской низменности в подзоне бурых почв пустынной зоны.

Вдоль всего северо-восточного побережья Каспийского моря располагается хорошо выраженная морская прибрежная равнина, являющаяся конечной зоной аккумуляции легкорастворимых солей. Почвы молодые, луговые солончаковатые и солончаковые, часто солонцеватые сильнозасоленные. Нижняя терраса представляет прибрежно-морскую равнину. На прибрежно-морской равнине под тростниковыми зарослями

формируются лугово-болотные почвы, с удалением от этой полосы - солончаки маршевые болотные, маршевые примитивные солончаковатые почвы. Это молодые почвенные образования с не сформировавшимся профилем. В южной части преобладают крупные массивы соровых и маршевых солончаков (расположенные на сорах Мертвый Култук, Кайдак и др.), солончаковатые и солончаковые, часто солонцеватые сильнозасоленные. На северо-восточном побережье Каспийского моря, сразу за прибрежной равниной, выделяется низкая морская аккумулятивная равнина. Почвенный покров здесь в основном представлен солонцами пустынными и бурыми пустынными солонцеватыми почвами, иногда в комплексе с солонцами.

Бурые пустынные почвы являются зональным подтипом подзоны северных пустынь. Почвы формируются в степных условиях на водораздельных поверхностях. В гидротермических условиях пустыни при резком дефиците атмосферных осадков почвы увлажняются на незначительную глубину, что обуславливает их карбонатность, а также остаточную солонцеватость и засоление, связанные с засоленностью почвообразующих пород и биологической аккумуляцией солей. В пределах контрактной территории бурые пустынные почвы представлены солонцеватыми и солонцевато-солончаковатыми почвами их подтипами.

Литологически почвы сложены слоистыми супесями и легкими суглинками, с ракушечником.

Исследуемая территория характеризуется контрастным, резко континентальным климатом с очень жарким летом и холодной зимой. Почва промерзает зимой на глубину до 110-120 см. Годовая сумма осадков составляет 100-120 мм. В регионе отмечаются сильные ветры восточных и юго-восточных направлений - зимой, западных и северо-западных - летом. С ветрами связаны нагонные явления (морены), вызывающие затопление прибрежной территории морскими водами. Высота нагонной волны в районе протоки Прорва достигает 176-234 см. Подпорно-нагонные явления вызывают подъем уровня грунтовых вод, загрязнения, засоление и заболачивание почв. Растительность Прикаспийской низменности неустойчива к антропогенным нагрузкам, быстро деградирует, вытесняясь сорнотравными видами.

Основными природными факторами, создающими предпосылки для деградации почвенного покрова в регионе, являются: преобладание равнинного рельефа, высокая степень аридности климата, засоление, бесструктурность и малая мощность почв. Изреженный растительный покров повышает альбедо и температуру приземного слоя и почв, увеличивает скорость ветра и вызывает дефляцию почв.

Согласно ботанико-географическому районированию исследованная территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-туранской подобласти, Северо-туранской провинции, Западно-северотуранской подпровинции, которая находится на стыке двух ботанико-географических округов – Северокаспийского и Предустюртского, расположенных в подзоне средних пустынь. Отличительной чертой растительного покрова Прикаспия является его пространственная неоднородность – комплексность. Растительный покров территории лицензионного блока характеризуется комплексностью, тесно связанной с почвенным покровом.

Исследуемая территория в пределах высотных отметок 23-26 м освободилась из-под воды в начале девятнадцатого века. Поэтому почвы на территории лицензионного блока молодые и находятся на начальном этапе своего развития.

Зональные почвы – бурые, бурые солонцеватые почвы в комплексе с солонцами пустынными. Зональная растительность формируется на бурых солонцеватых почвах в комплексе с солонцами, распространенных на слабоволнистой равнине и увалах. Фоновые растительные сообщества образованы биюргуновыми (*Anabasis salsa*), белоземельнополынными (*Artemisia terrae-albae*), белоземельнополынно-биюргуновыми,

биюргуново-кейреуковыми (*Salsola orientalis*) и кокпековыми сообществами (*Atriplex cana*).

Средняя пустыня расположена в северной части восточного побережья – от Эмбы до центрального Мангышлака. Эмбинский и Тенгизский природные районы характеризуются преимущественным распространением сарсазановых и кермековых сообществ (*Halocnemum strobilaceum*, *Limonium suffruticosum*), сформировавшихся на древних приморских равнинах как гипергалофитный (солончаковый) вариант растительности.

Территория фоновых экологических исследований включает сор Мертвый Култук. Аридность климата, длительная засушливость в вегетационный период, засоленность грунтов, близкое залегание к поверхности минерализованных грунтовых вод, сильное поверхностное засоление и перераспределение солей в почво-грунтах обусловили преобладающее развитие здесь галофитного (солелюбивого) типа растительности. На солончаковом массиве Мертвый Култук развивается галофитная растительность, которая формируется в межуалистных понижениях вокруг соров и соленых озер. По пескам в понижениях распространены пухлые солончаки с рыхлой в сухое время года поверхностью, которая в период снеготаяния превращается в труднопроходимую вязкую грязь, во впадинах формируются солончаки соровые.

Территория лицензионного блока характеризуются преимущественным распространением сарсазановых сообществ, сформировавшихся на древних приморских равнинах как гипергалофитный (солончаковый) вариант растительности. Для этих сообществ типичны меняющиеся по годам однолетние солянки (*Climacoptera*, *Suaeda*, *Salsola*) и эфемеры. Среди эфемеров наиболее заметен мортук (*Eremopyrum orientale*), создающий мощные весенне-летние ярусы среди сарсазановых сообществ.

В результате полевых исследований растительного покрова на участках лицензионного блока были зарегистрированы на приморских солончаках следующие фоновые растительные сообщества: монодоминантные сарсазановые; однолетнесолянково–сарсазановые; сарсазаново-однолетнесолянковые; мортуково-однолетнесолянковые с сарсазаном; мохово однолетнесолянково–сарсазановое.

Растительность территории контрактной территории не имеет видов и сообществ, заслуживающих особого охранного статуса. В районе нет краснокнижных видов или находящихся на стадии исчезновения сообществ. Тем не менее, растительность подвержена незначительному антропогенному воздействию, прежде всего от неорганизованного движения транспорта, земляных работ, работ на буровых скважинах. В интразональных условиях (солончаки) скорость восстановления будет зависеть от способа размножения доминирующих видов. Сарсазан (*Halocnemum strobilaceum*) способен к вегетативному размножению, поэтому его естественное восстановление займет меньший промежуток времени, чем поташника (*Kalidium foliatum*), который распространяется только семенами. Сериальные растительные сообщества восстановятся в течение 5-6 лет.

На пораженных участках сукцессия растительности начнет восстанавливаться из пионеров, и проективное покрытие их может сравняться с фоновым в первые 5-6 лет и тем самым заметно снизить ветровую эрозию.

Фитомелиорация. Среди галофитов различаются соленакопляющие, солевывделяющие и соленепропускающие.

Соленакопляющие галофиты хорошо растут и нормально развиваются только при определенном количестве хлористых и сернокислых солей натрия и калия, которые они накапливают в организме. Их клеточный сок очень высоким осмотическим давлением. Это приспособление дает возможность растениям произрастать и развиваться на крайне засоленном субстрате, придает им большую устойчивость против высоких температур и

сухости воздуха. У таких растений отсутствуют обычные анатомические приспособления для защиты листьев от испарения: кутикула их тонкая, устьица открытые и не погруженные, нет защитных волосков. К ним относятся такие растения, как: сарсазан, солерос, кокпек (*Atriplex cana*), поташники (*Kalidium caspicum*, *K. foliatum*) и др.

Солевывделяющие галофиты наряду со способностью поглощать большое количество солей имеют свойство выделять часть их через особые желёзки на поверхность своих органов, а позже, с опадом листьев, соли возвращаются в почву. По корням растения поднимают соли и из глубоких слоев почвы на ее поверхность. К таким растениям галофитам относятся: франкения (*Frankenia pulverulenta*), ажрек (*Aeluropus litoralis*) гребенщики (*Tamarix hispida*, *T. laxa*) и др.

Соленепропускающие галофиты хорошо развиваются без засоления, а на засоленных почвах вырабатывают ограничивающую соленепроницаемость плазмы и тем самым ограждают себя от избытка солей. К таким галофитам относятся солеустойчивый злак бескильница (*Puccinellia dolicholepis*), и др.

Однолетнесолянковая растительность очень динамична, недолговечна; может возникать внезапно, при микрокатастрофических явлениях на пастбище (сбой, сильный перевыпас, засоление у скважин), при сменах погодных условий (например, в годы повышенного увлажнения), а также при сменах сообществ в результате антропогенного воздействия на почву. Одной из наиболее характерных особенностей однолетнесолянковой растительности является ее пионерный характер при формировании растительного покрова на первичных и вторичных экотопах.

Однолетники, поселяясь одними из первых, представляют начальную, иногда единственную растительность приморских солончаков в первые годы осушения морских и озерных побережий, где развиваются наиболее пышно. Таковы эвригалофиты: солерос, сведа, галопсаммофиты, солянка Паульсена, некоторые виды лебеды (*Atriplex tatarica*). Галофитным однолетникам (солянки, лебеда, особенно сведы и солерос) свойственно пышное развитие особей при редкостойности и сильное взаимоугнетение в густых зарослях. Как правило, в первый год заселения все особи отлично плодоносят. Миллионы семян падают вокруг мощного материнского куста и весной на 1 м² насчитывается до 2 тыс. всходов.

Учитывая экологическую способность однолетних солянок произрастать и давать высокие урожаи в экстремальных условиях, на злостных солончаках и при рассольных грунтовых водах, рекомендуется испытать их в культуре и применять в качестве фитомелиорантов, в том числе для рассоления вторично засоленных земель. Фитомелиоративные качества однолетних маревых, их способность к рассолению грунтов и накоплению в фитомассе солей будут наиболее хозяйственно выгодным при ежегодном осеннем отчуждении и удалении фитомассы.

Мониторинг состояния почвенного покрова

В рамках программы производственного экологического контроля за состоянием почвы, были произведены отборы проб на границе СЗЗ месторождения Кемерколь.

Отобранные пробы почвы анализировались на содержание следующих веществ: рН, нефтепродукты, кадмий, свинец, ртуть, хлориды, кобальт, никель, хром, нитраты, медь, цинк.

Согласно утвержденному МООС Республики Казахстан от 20.04.2003г «Правила по экологическому мониторингу (ПР РК 52.5.06-03)» пункта 3.4.7. изучение загрязнения почвенного покрова проводится в теплое время года (вегетационный период). Результаты лабораторных исследований почвенного покрова за 3 квартал 2020 года представлены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

**Результаты лабораторных исследований почвенного покрова на границе СЗЗ
месторождения Кемерколь за 3 квартал 2020 года**

Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация (мг/кг) на точках отбора проб				Норма ПДК (мг/кг)	Наличие превыше- ния ПДК, кратность
	Граница СЗЗ площадка скважин					
	Север	Юг	Восток	Запад		
1	2	3	4	5	6	7
Нефтепродукты	12,62	10,94	10,92	11,86	-	-
Кадмий	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0		
Свинец	1,48	1,12	1,22	1,30		
Ртуть	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005		
Цинк	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0		
Медь	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0		
Кобальт	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0		
Никель	1,25	1,18	1,34	1,15		
Хром	1,12	1,06	1,18	0,92		
Нитраты	40,00	30,55	45,88	23,63		
pH	7,48	7,35	7,32	7,23		

Результаты химического анализа проб почвы в 3 квартале 2019 года на границе СЗЗ месторождения Кемерколь показали, что превышения установленных нормативов предельно-допустимых концентраций валовых содержаний по загрязняющим веществам не наблюдается.

3.3. Характеристика животного мира.

Земноводные и пресмыкающиеся.

В исследуемом регионе земноводные представлены одним видом - зелёной жабой, а пресмыкающиеся - 16 видами.

Основу пресмыкающихся в регионе составляет пустынный комплекс, представленный 12 видами (среднеазиатская черепаха, пискливый, серый и каспийский гекконы, такырная, ушастая и круглоголовка-вертихвостка, степная агама, быстрая ящурка, песчаный и восточный удавчики и стрела- змея.

Пресмыкающиеся в арало-каспийских пустынях занимают ведущее место в биоценозах и характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые ящерицы являются надежными индикаторами состояния среды и могут использоваться для мониторинга при освоении нефтегазовых месторождений в регионе. В пределах исследуемой территории встречается наиболее редкий представитель пресмыкающихся - четырёхполосый полоз, занесенный в Красную книгу Республики Казахстан.

Птицы.

Видовой состав гнездящихся в пустынных ландшафтах птиц невелик, здесь встречаются 5 видов хищных птиц (курганник, степной орёл, могильник, балобан и обыкновенная пустельга), 2 вида журавлеобразных (журавль-красавка и джек), 2 вида куликов (авдотка и каспийский зуек), 2 вида рябков (чернобрюхий рябок и саджа), 2 вида сов (филин, домовый сыч), 4 вида ракшеобразных (сизоворонка, золотистая и зеленая шурки и угод), 3 вида славковых (северная бормотушка, пустынная славка и славка-завирушка), 2 вида каменок (пустынная и плясунья), 2 вида воробьёв(домовой и полевой), и один вид овсянок (желчная овсянка). У временных водоёмов поселяются 2 вида уток (огарь и пеганка).

В количественном отношении в пустынях разного вида достаточно обычны малые жаворонки, пустынные каменки и плясуны, желчные овсянки и степные орлы. С

постройками человека (животноводческие фермы, колодцы и др.) связаны, в основном, синантропные виды птиц (воробьи, деревенские ласточки, хохлатые жаворонки, домовые сычи и удоны). На участках с открытой водой у ферм и колодцев на водопое и кормёжке встречаются многие виды обитателей пустынных ландшафтов. Плотность населения птиц на большинстве территории региона в гнездовой период составляет от 8 до 50 птиц на 1 км (в среднем 17 особей/км).

В период миграций (апрель-май, конец августа - октябрь) численность птиц возрастает до 70-100 птиц/км. Причём здесь встречаются как типичные обитатели пустынь, так и птицы древесно-кустарниковых насаждений и околородные птицы (особенно в весенний период). Особое место в период весенней миграции представляют временные водоёмы в понижениях рельефа и вдоль чинков. В зависимости от обводненности птицы могут задерживаться здесь до конца мая - середины июня.

Среди гнездящихся птиц достаточно обычны степной орёл, чернорылый рябчик и сажка, другие виды (могильник, балобан, журавль-красавка, джек и филин) и на территории исследуемого региона встречаются в небольшом числе. На пролёте в заметном количестве отмечены пеликаны, фламинго и черноголовые хохотуны, которые охраняются Законом и требуют бережного отношения.

Млекопитающие.

Исследуемый регион зоогеографически относится к северным арало-каспийским пустыням, поэтому основу фауны млекопитающих составляют пустынные виды, которые здесь представлены более чем 20 видами, в том числе 11 широко распространенных. Туранская фауна представлена тонкопалым сусликом, малым тушканчиком и тушканчиком Северцова, тамарисковой песчанкой и др. Достаточно богата и типично казахстанская фауна из 6 видов. Ирено-афганская фауна представлена краснохвостой песчанкой и общественной полевкой. Из монгольской пустынной фауны здесь распространены 2 вида - тушканчик-прыгун и хомячок Эверсмана. Из широко распространенных хищных млекопитающих в регионе встречается 8 видов, из них 2 вида (хорь-перевязка и барханный кот) занесены в Красную Книгу Казахстана, а 6 видов относятся к ценным промысловым животным.

Определенное значение в регионе имеют грызуны, являющиеся вредителями пастбищ, а в большей степени носителями и переносчиками инфекционных заболеваний, опасных для человека и домашних животных (тушканчики, серый хомячок и песчанки). Мониторинг за состоянием популяций этих млекопитающих в течение последних десятилетий проводился противочумной службой республики, которая в последние годы нуждается в финансовой поддержке. Общая численность и плотность широко распространенных в пустынях тушканчиков поддерживается на уровне 5-6 особей на 10 км маршрута, песчанок (тамарисковой, краснохвостой, большой и полуденной) в среднем до 7-8 особей на 1 га, а на солончаках еще реже.

3.8. Радиационная обстановка территории

Основанием для составления настоящего подраздела являются СП СЭТОРБ Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.) и ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.).

1. Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

2. Во время испытания из всех продуктивных и водоносных горизонтов производится отбор проб для отправки на анализ на содержание радионуклидов.

3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012 г.) то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

4. При проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мБер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.) с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкР/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать ГН СЭТОРБ (НРБ) и СП СЭТОРБ.

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

Радиационный мониторинг

В рамках программы производственного экологического контроля за состоянием радиационной обстановки, были произведены измерения МЭД гамма излучений. Результаты замеров представлены в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1.

Результаты измерений мощности эквивалентной дозы гамма-излучения за 3 квартал 2020 года

Наименование - источников воздействия	Установлен- ный норматив (мкЗв /ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв /ч)			Соблюдение либо превышение нормативов ГН №155 от 27.02.2015 г.	Мероприя- тия по устране- нию нарушения
		1,5 м	1,0 м	0,1 м		
1	2	3			4	5
Граница СЗЗ	0,2	0,09	0,09	0,09	Соблюдено	-
Рабочая зона	0,2	0,11	0,11	0,11	Соблюдено	-

Проведенный анализ радиометрических испытаний показал, что по всем точкам радиационный фон находится в пределах нормы, что свидетельствует о не превышении природного радиационного фона в 3 квартале 2020 года.

3.9. Памятники истории и культуры.

На территории Кызылкогинского района 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.

3.10. Геологическое строение.

3.10.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Непосредственно на территории месторождения Кемерколь глубоким бурением вскрыт осадочный разрез от кунгурских до четвертичных отложений включительно (таблица 3.10.1). Возрастное расчленение разреза произведено на основании литолого-минералогического (скв. 1, 2, 3, 4), палинологического (скв. 2, 3, 4, 7, 8), микрофаунистического (скв.4, 8) анализов, а также по материалам ГИС.

Пермская система — Р

Пермские отложения представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел — Р₁, кунгурский ярус – Р_{1к}

Отложения кунгурского яруса представлены мощной толщей каменной соли, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования, выделяемые как гипсово-ангидритовая толща с толщей известняка под названием кепрок, сложенной гипсами, ангидритами, песчаниками, глинами, конгломератами.

Вскрытая толщина кунгурского яруса от 12 м (скв.81) до 107 м (скв.77).

Триасовая система - Т

В пределах контрактной территории триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми и представлены осадками только ее среднего отдела.

Средний отдел – Т₂

Отложения среднего триаса сложены преимущественно песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески темно-коричневые, светло-зеленые, серые, мелко-среднезернистые, местами алевитистые, слюдистые, кварцевые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые, светло-серые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, крепкие, местами рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины пестроцветные, светло-, темно-зеленые, красновато-коричневые, буровато-коричневые, плотные, известковистые, слюдистые, аргиллитоподобные, алевитистые, местами песчаные.

Микрофаунистически отложения среднего триаса характеризуются фораминиферами в скважинах 72, 73, 75. Встречены фораминиферы: *Psammospaera bulla* Voronov, *Rhabdammina cylindrica* Glaessner, *Bathysiphon nodosariaformis* Subbotina, *Astrorhizoides* aff. *cornutus* (Brady), *Bathysiphon* sp., *Saccamina arctica* Gerke, *Saccamina* aff. *ampulacea* Schleifer, *Saccamina* cf. *tymjatiensis* Schleifer, *Saccamina* sp., *Hyperammina perelegans* Kotschetskova, *Hyperammina proneptis* Schleifer, *Hyperammina* cf. *neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina* sp., *Reophax* sp., *Hyperamminoides* aff. *elegans* Cushman et Waters, *Rhizammina indivisa* Brady, *Haplophragmoides* sp., *Trochammina* sp., *Ammobaculites* sp., *Ammodiscus* aff. *varians* Kaptarenko, *Psammospaera fusca* Schulze, *Saccamina parwula* Gerke, *Thurammina* aff. *Papillata* Brady, *Thurammina* sp, *Reophax* sp, *Rhabdammina* sp.

Толщина среднетриасовых отложений изменяется от 54 м (скв.62) до 929 м (скв.10). К отложениям приурочены продуктивные горизонты Т₂-I (пласты А, В), Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V. Пласт Б горизонта Т₂-I водоносный. В толще среднетриасовых отложений выделены 9 отражающих горизонтов.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система - J

Юрская система представлена всеми тремя отделами.

Нижний отдел – J₁

Отложения нижней юры сложены песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески светло-зеленые, зеленые, серые, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, крепкие, глинистые, рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины светло-, темно-зеленые, пестроцветные, бурые, коричневые, плотные, аргиллитоподобные, известковистые, слабослюдистые, алевитистые с прослоями песка.

Толщина отложений нижней юры – 44,5 м (скв.73) – 88 м (скв.2). К подошве нижнеюрских отложений приурочен отражающий горизонт V.

Средний отдел – J₂

В нижней части разреза отложений средней юры залегают глины буровато-серые, темно-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, алевитистые, песчаные, слабопесчаные, слюдистые, известковистые, с включением мелких обугленных растительных остатков. Выше по разрезу глины чередуются с прослоями серых крепких, среднезернистых песчаников и среднезернистых кварцевых песков той же окраски. Ближе к верхам толщи появляются прослои (10-15 см) темно-бурых углей. Заканчивается разрез пачкой мелкозернистых песков и алевролитов.

Таблица 3.10.1 - Стратиграфические отбивки скважин месторождения Кемерколь (подошва)

Эра	Система	Отдел	Индекс	№№ скважин	2	4	9	9БИС	10	11	18	20	32	34	45	51	52	53
				Альтитуда ротора, м	39,0	71,5	52,5	52,0	41,0	48,5	67,0	73,3	75,5	60,0	69,5	70,0	69,5	60,0
				Забой, м	1450	1305	1650	1420	2000	1705	1000	1350	1170	1450	1425	1310	1300	1346
Кайнозойская KZ	неоген-четвертичная		N-Q	Отметка по каротажу, м	20	20,0	14,0	н/к	20,0	20,0	н/к	20,0	15,0	15,0	н/к	10,0	н/к	н/к
				Абсолютная отметка, м	19,0	51,5	38,5	-	21,0	28,5	-	53,3	60,5	45,0	-	60,0	-	-
				Толщина, м	20,0	20,0	14,0	-	20,0	20,0	-	20,0	15,0	15,0	-	10,0	-	-
Мезозойская-MZ	Меловая	верхний	K ₂	Отметка по каротажу, м	136,0	75,0	66,0	-	110,0	62,0	-	53,5	61,0	56,0	50,0	54,0	-	52,5
				Абсолютная отметка, м	-97,0	-3,5	-13,5	-	-69,0	-13,5	-	19,8	14,5	4,0	19,5	16,0	-	7,5
				Толщина, м	116,0	55,0	52,0	-	90,0	42,0	-	33,5	46,0	41,0	-	44,0	-	-
		нижний	альб-ский-K _{1al}	Отметка по каротажу, м	353,0	293,0	292,0	-	331,0	307,0	-	337,0	164,0	270,0	313,0	306,0	361,0	330,0
				Абсолютная отметка, м	-314,0	-221,5	-239,5	-	-290,0	-258,5	-	-263,7	-88,5	-210,0	-243,5	-236,0	-291,5	-270,0
				Толщина, м	217,0	218,0	226,0	-	221,0	245,0	-	283,5	103,0	214,0	263,0	252,0	-	277,5
			аптский-K _{1a}	Отметка по каротажу, м	428,0	370,0	382,0	381,0	435,0	411,0	-	390,0	235,0	345,0	370,0	378,0	423,0	411,0
				Абсолютная отметка, м	-389,0	-298,5	-329,5	-329,0	-394,0	-362,5	-	-316,7	-159,5	-285,0	-300,5	-308,0	-353,5	-351,0
				Толщина, м	75,0	77,0	90,0	-	104,0	104,0	-	53,0	71,0	75,0	57,0	72,0	62,0	81,0
			барремский-K _{1br}	Отметка по каротажу, м	591,0	546,0	538,0	538,0	574,0	547,0	276,0	551,5	400,0	490,0	526,0	474,0	584,0	553,0
				Абсолютная отметка, м	-552,0	-474,5	-485,5	-486,0	-533,0	-498,5	-209,0	-478,2	-324,5	-430,0	-456,5	-404,0	-514,5	-493,0
				Толщина, м	163,0	176,0	156,0	157,0	139,0	136,0	-	161,5	165,0	145,0	156,0	96,0	161,0	142,0
			готермский-K _{1g}	Отметка по каротажу, м	662,0	614,0	609,0	610,0	640,0	614,0	331,6	620,0	469,0	562,0	594,0	542,0	658,0	622,0
				Абсолютная отметка, м	-623,0	-542,5	-556,5	-558,0	-599,0	-565,5	-264,6	-546,7	-393,5	-502,0	-524,5	-472,0	-588,5	-562,0
				Толщина, м	71,0	68,0	71,0	72,0	66,0	67,0	55,6	68,5	69,0	72,0	68,0	68,0	74,0	69,0
Мезозойская-MZ	Юрская	верхний	J ₃	Отметка по каротажу, м	706,0	656,0	649,0	649,0	684,0	650,0	371,1	647,0	504,0	595,0	619,0	582,0	687,0	655,0
				Абсолютная отметка, м	-667,0	-584,5	-596,5	-597,0	-643,0	-601,5	-304,1	-573,7	-428,5	-535,0	-549,5	-512,0	-617,5	-595,0
				Толщина, м	44,0	42,0	40,0	39,0	44,0	36,0	39,5	27,0	35,0	33,0	25,0	40,0	29,0	33,0
		средний	J ₂	Отметка по каротажу, м	1062,0	992,0	983,0	980,0	1014,0	984,0	570,9	1066,0	858,0	1047,0	991,5	930,0	1093,0	938,0
				Абсолютная отметка, м	-1023,0	-920,5	-930,5	-928,0	-973,0	-935,5	-503,9	-992,7	-782,5	-987,0	-922,0	-860,0	-1023,5	-878,0
				Толщина, м	356,0	336,0	334,0	331,0	330,0	334,0	199,8	419,0	354,0	452,0	372,5	348,0	406,0	283,0
		нижний	J ₁	Отметка по каротажу, м	1150,0	1053,0	1041,0	1039,0	1071,0	1040,0	638,1	1111,0	915,0	1104,0	1044,0	1009,0	1138,0	985,0
				Абсолютная отметка, м	-1111,0	-981,5	-988,5	-987,0	-1030,0	-991,5	-571,1	-1037,7	-839,5	-1044,0	-974,5	-939,0	-1068,5	-925,0
				Толщина, м	88,0	61,0	58,0	59,0	57,0	56,0	67,2	45,0	57,0	57,0	52,5	79,0	45,0	47,0
	Триасовая	средний	T ₂	Отметка по каротажу, м	1348,0	1251,0	1589,0	1420,0	2000,0	1705,0	970,0	1350,0	1122,0	1450,0	1348,0	1254,0	1300,0	1290,0
				Абсолютная отметка, м	-1309,0	-1179,5	-1536,5	-1368,0	-1959,0	-1656,5	-903,0	-1276,7	-1046,5	-1390,0	-1278,5	-1184,0	-1230,5	-1230,0
				Толщина, м	198,0	198,0	548,0	381,0	929,0	665,0	331,9	239,0	207,0	346,0	304,0	245,0	162,0	305,0
Палеозойская-PZ	Пермская	Нижний	кунгурский-P _{1k}	Отметка по каротажу, м	1450,0	1305,0	1650,0				1000,0		1170,0		1425,0	1310,0		1346,0
				Абсолютная отметка, м	-1411,0	-1233,5	-1597,5				-933,0		-1094,5		-1355,5	-1240,0		-1286,0
				Толщина, м	102*	54*	61*				30*		48*		77*	56*		56*

продолжение табл.3.10.1

Эра	Система	Отдел	Индекс	№№ скважин	59	62	66	70	72	73	74	75	76	76Б	77	81	82	83	84	85
Кайнозойская KZ	неоген-четвертичная		N-Q	Альпигуда ротора, м	58,5	55,7	62,0	61,9	75,0	75,0	76,0	76,5	57,2	57,2	64,46	60,98	61,57	60,55	53,8	59,1
				Забой, м	1400	1026,6	1100	763	1279	1250	1245	1250	1700	1675	1368	1300	1299	1320	1540	2400
				Отметка по каротажу, м	н/к	н/к	н/к	н/к	10,0	н/к	10,0	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к	н/к
				Абсолютная отметка, м	-	-	-	-	65,0	-	66,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мезозойская-MZ	Меловая	верхний	K ₂	Толщина, м	-	-	-	-	10,0	-	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Отметка по каротажу, м	66,5	-	-	-	55,0	-	56,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		нижний	альб-альпийский-K _{1a}	Абсолютная отметка, м	-8,0	-	-	-	20,0	-	20,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Толщина, м	-	-	-	-	45,0	-	46,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Отметка по каротажу, м	277,5	-	110,0	-	280,0	-	226,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			аптский-K _{1a}	Абсолютная отметка, м	-219,0	-	-48,0	-	-205,0	-	-150,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Толщина, м	211,0	-	-	-	225,0	-	170,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Отметка по каротажу, м	341,5	-	184,0	-	396,0	404,0	297,0	399,5	400,0	-	405,0	400,0	401,0	404,0	400,0	-
			барремский-K _{1br}	Абсолютная отметка, м	-283,0	-	-122,0	-	-321,0	-329,0	-221,0	-323,0	-342,8	-	-340,5	-339,0	-339,4	-343,5	-346,2	-
				Толщина, м	64,0	-	74,0	-	116,0	-	71,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			готеривский-K _{1g}	Отметка по каротажу, м	520,0	298,0	360,0	-	523,0	533,0	468,0	518,0	532,0	-	532,0	537,0	530,0	539,5	540,0	540
				Абсолютная отметка, м	-461,5	-242,3	-298,0	-	-448,0	-458,0	-392,0	-441,5	-474,8	-	-467,5	-476,0	-468,4	-479,0	-486,2	-480,9
				Толщина, м	178,5	-	176,0	-	127,0	129,0	171,0	118,5	132,0	-	127,0	137,0	129,0	135,5	140,0	540
				Отметка по каротажу, м	595,0	367,0	426,5	-	592,0	603,0	538,0	588,0	602,0	-	603,0	608,0	599,0	610,0	610,0	606
				Абсолютная отметка, м	-536,5	-311,3	-364,5	-	-517,0	-528,0	-462,0	-511,5	-544,8	-	-538,5	-547,0	-537,4	-549,5	-556,2	-546,9
				Толщина, м	75,0	69,0	66,5	-	69,0	70,0	70,0	70,0	70,0	-	71,0	71,0	69,0	70,5	70,0	66,0
Мезозойская-MZ	Юрская	верхний	J ₃	Отметка по каротажу, м	638,0	406,5	464,0	-	625,0	639,5	574,0	624,0	636,0	-	644,0	650,0	642,0	651,5	652,0	640
				Абсолютная отметка, м	-579,5	-350,8	-402,0	-	-550,0	-564,5	-498,0	-547,5	-578,8	-	-579,5	-589,0	-580,4	-591,0	-598,2	-580,9
				Толщина, м	43,0	39,5	37,5	-	33,0	36,5	36,0	36,0	34,0	-	41,0	42,0	43,0	41,5	42,0	34,0
		средний	J ₂	Отметка по каротажу, м	970,5	670,0	730,0	468,0	1025,0	1043,5	869,0	1048,0	980,0	-	970,0	979,0	966,5	972,0	976,0	968
				Абсолютная отметка, м	-912,0	-614,3	-668,0	-406,1	-950,0	-968,5	-793,0	-971,5	-922,8	-	-905,5	-918,0	-904,9	-911,5	-922,2	-908,9
				Толщина, м	332,5	263,5	266,0	-	400,0	404,0	295,0	424,0	344,0	-	326,0	329,0	324,5	320,5	324,0	328,0
		нижний	J ₁	Отметка по каротажу, м	1040,0	740,0	792,0	550,0	1070,0	1088,0	913,0	1092,0	1040,0	-	1038,0	1050,0	1048,0	1052,0	1053,0	1038
				Абсолютная отметка, м	-981,5	-684,3	-730,0	-488,1	-995,0	-1013,0	-837,0	-1015,5	-982,8	-	-973,5	-989,0	-986,4	-991,5	-999,2	-978,9
				Толщина, м	69,5	70,0	62,0	82,0	45,0	44,5	44,0	44,0	60,0	-	68,0	71,0	81,5	80,0	77,0	70,0
	Триасовая	средний	T ₂	Отметка по каротажу, м	1308,0	972,5	1073,0	751,0	1279,0	1250,0	1227,0	1250,0	1667,0	1666,8	1261,0	1288,0	1278,0	1289,0	1498,0	1765
				Абсолютная отметка, м	-1249,5	-916,8	-1011,0	-689,1	-1204,0	-1175,0	-1151,0	-1173,5	-1609,8	-1608,9	-1196,5	-1227,0	-1216,4	-1228,5	-247,0	-258,0
				Толщина, м	268,0	232,5	281,0	201,0	209,0	162,0	314,0	158,0	627,0	-	223,0	238,0	230,0	237,0	445,0	727,0
Палеозойская-PZ	Пермская	Нижний	кунгурский-P _{1k}	Отметка по каротажу, м	1400,0	1026,6	1100,0	763,0			1245,0		1700,0	1675,0	1368,0	1300,0	1299,0	1320,0	1540,0	2088
				Абсолютная отметка, м	-1341,5	-970,9	-1038,0	-701,1			-1169,0		-1642,8		-1303,5	-1239,0	-1237,4	-1259,5	-1486,2	657,0
				Толщина, м	92*	54*	27*	12*			18*		33*		107*	12*	21*	31*	42*	323,0
		Пермояс	РТ	Отметка по каротажу, м																2400
				Абсолютная отметка, м																-2340,9
				Толщина, м																312*

Примечание: н/к - нет каротажа; *- вскрытая толщина; Б - боковой ствол

Микрофаунистически отложения средней юры характеризуются фораминиферами в скважине 66. Встречено небольшое количество песчаных фораминифер: *Psammosphaera fusca* Schulze, *Hyperammina odiosa* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina* aff. *neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperamminoides* sp., *Reophax* sp., *Haplophragmoides* sp., *Saccammina ampullacea* Schleifer, *Saccammina sphaerica* M. Sars, *Saccammina* sp., *Hyperammina* sp.

В скважине 66 также определен спорово-пыльцевой комплекс. В споровой части спектра определены следующие споры: *Leiotriletes*, *Cyathidites*, *Osmundacidites* с видами *Osmundacidites* sp., *O. jurassicus* (Kara-Murza) Kuzitschkina, *Osmundacidites kugartensis* Kuzitschkina, *O. wellamanii* Couper, *O. bulbosa* (Mal.) Bolch., *Converrucosisporites* sp., *Duplexisporites anagramensis* (Kara-Murza) Semenova, *Neoraistrickia* sp.

В пыльцевой части спектра многочисленна пыльца рода: безмешковой пыльце типа *Inaperturopollenites-Araucariacites-Cupressacites*, *Inaperturopollenites dubius* (Potonie et Venitt) Thomson et Pflug., *Perinopollenites elatoides* Couper, *Inaperturopollenites magnus* (Potonie) Thomson et Pflug., *Psophosphaera* sp., *Araucariacites* sp., *A. australis* Cookson, *A. limbatus* (Balme) Habib, двухмешковых хвойных *Disaccites* gen. sp. и *Pinaceae* (*Pinuspollenites* sp., *Piceapollenites* sp. *P. variabiliformis* (Bolchovitina) Petrosjanz, *Podocarpidites* sp., *Podocarpidites proximus* (Bolch.) Petrosjanz).

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 283 м (скв.53) до 457 м (скв.34). В толще среднеюрских отложений выделены отражающие горизонты J2, J2-2.

Верхний отдел - J₃

Отложения верхней юры представлены в нижней части зеленовато-серыми, серыми, плотными, песчанистыми, известковистыми глинами с прослоями желтых кварцевых песков, песчаников и мергелей с включением обломков раковин. В верхней части разреза отмечаются прослой серовато-белых песков и светло-серых, крепких известняков.

Микрофаунистически отложения верхнеюрские отложения характеризуются фораминиферами в скважине 62. Встречены единичные песчаные фораминиферы: *Astrorhizoides* aff. *cornutus* (Brady), *Psammosphaera fusca* Schulze, *Saccammina ampullacea* Schleifer, *Thurammina* sp., *Reophax* sp., *Nubecularia* sp., *Saccammina* sp., *Rhizammina* sp., *Marsipella* sp., *Haplophragmoides* sp.

Толщина отложений верхней юры - от 25 м (скв.45) до 52 м (скв.2).

Меловая система – К

1. В строении района и месторождения участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

Нижний отдел – К₁

2. Нижнемеловые отложения представлены готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

3. Готеривский ярус – К_{1g}

В состав яруса включены пеллециподовая и песчано-глинистая свиты.

В основании пеллециподовой свиты залегает слой (0,2 м) лиловато-серых мергелей, перекрытых серыми с зеленоватым оттенком плотными плитчато-слоистыми глинами. Выше глины сменяются пачкой тонкозернистых, зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых песков с прослоями песчаников и включениями глинистой гальки.

Песчано-глинистая свита представлена светло-серыми глинами с многочисленными прослоями буровато - серых мелкозернистых, косослоистых песков.

Толщина отложений яруса изменяется от 66 м (скв.10) до 75 м (скв.59). К подошве готеривского яруса приурочен отражающий горизонт III.

Барремский ярус – К_{1br}

К ярусу относится толща пестроцветных пород. В нижней части разреза они представлены косослоистыми, средне- и мелкозернистыми кварцевыми, желтовато-серыми, слабоуплотненными, слюдистыми песками. Выше по разрезу темно-серые, мелко-

среднезернистые, слабоуплотненные, кварцево-полевошпатовые, слюдистые пески сменяются пестроцветными, плотными, известковистыми глинами, голубовато-зелеными, глинистыми, слабослюдистыми алевролитами и темно-серыми, мелко-, среднезернистыми, крепкими песчаниками.

Толщина отложений барремского яруса - 96 м (скв.51) - 178,5 м (скв.59).

Аптский ярус – K_{1a}

В основании аптского яруса прослеживается горизонт гальчаника с крупной галькой и полуокатанными обломками метаморфических и изверженных пород. Выше залегают буровато-серые, буровато-зеленые и коричневые, тонкозернистые, глинистые пески с прослоями темно-серых, черных, плотных, известковистых глин с включением мелких обуглившихся растительных остатков. На толще песков залегают темно-серые и черные глины с присыпками алевроитов, известняка и известковистого, серого, мелкозернистого песчаника.

Толщина отложений аптского яруса - 53 м (скв.20) – 116 м (скв.72).

Альбский ярус – K_{1al}

Отложения альбского яруса представлены глинами, песками, алевролитами, песчаниками.

Глины темно-серые, плотные, слабопесчанистые, слюдистые, известковистые, с включениями мелких обуглившихся растительных остатков. В основании глин повсеместно наблюдаются прослои зеленовато-серого, глауконитового песка со стяжениями фосфоритов и с аммонитами плохой сохранности.

Пески мелко-, среднезернистые, кварцево-палевошпатовые, рыхлые, слюдистые. В основании песков прослеживается буровато-серый конгломерат, состоящий из кварцевой и глинистой гальки, местами переходящей в грубозернистый песчаник или гравелит, цементом выступают гидроокислы железа.

Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, палевошпатовые, на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, мелко-, среднезернистые, крепкие на карбонатном цементе с включениями и отпечатками обуглившихся растительных остатков.

Толщина отложений альбского яруса варьирует от 103 м (скв.32) до 283,5 м (скв.20).

Верхний отдел – K₂

Литологически отложения верхнего мела представлены глинистыми мергелями, зеленовато-серыми, с прослоями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела. Глины с прослоями песков, алевролитов и песчаников.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 33,5 м (скв.20) до 116 м (скв.2).

Кайнозойская группа - KZ

Неоген-четвертичная система – N- Q

Литологически она представлена глинами серыми, серовато-зелеными местами известковистыми, загипсованными, песчанистыми, суглинками и супесями грязно-серыми, темно-бурыми, плотными с включениями щебенки и гравия. Толщина отложений - от 10 м до 20 м.

3.10.2. Тектоника

Контрактная территория Кемерколь находится в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий, где отметки поверхности фундамента здесь увеличиваются с северо-востока от глубин -9.0 км до -10.0 км (рис.3.10.2.2).

Поверхность подсолевых отложений (сейсмический отражающий горизонт П1) в пределах контрактной территории залегает на глубинах от 5,9 км до 7,4 км.

Подсолевой комплекс представлен отложениями нижней перми и более древними - каменноугольными и девонскими. В связи с большой глубиной залегания подсолевых

отложений на территории месторождения Кемерколь нефтепоисковые работы на этот комплекс по настоящее время не проводятся.

В пределах контрактной территории поверхность соли в сводовой части соляного ядра Кемерколь вскрыта бурением в 19 глубоких скважинах на абсолютных отметках от -701,1 м (скв.70) до -1642,6 м (скв.76). Ряд скважин, пробуренных на некотором удалении от свода купола, остановлены бурением в триасовых отложениях на глубинах от 1300 до 2000 м.

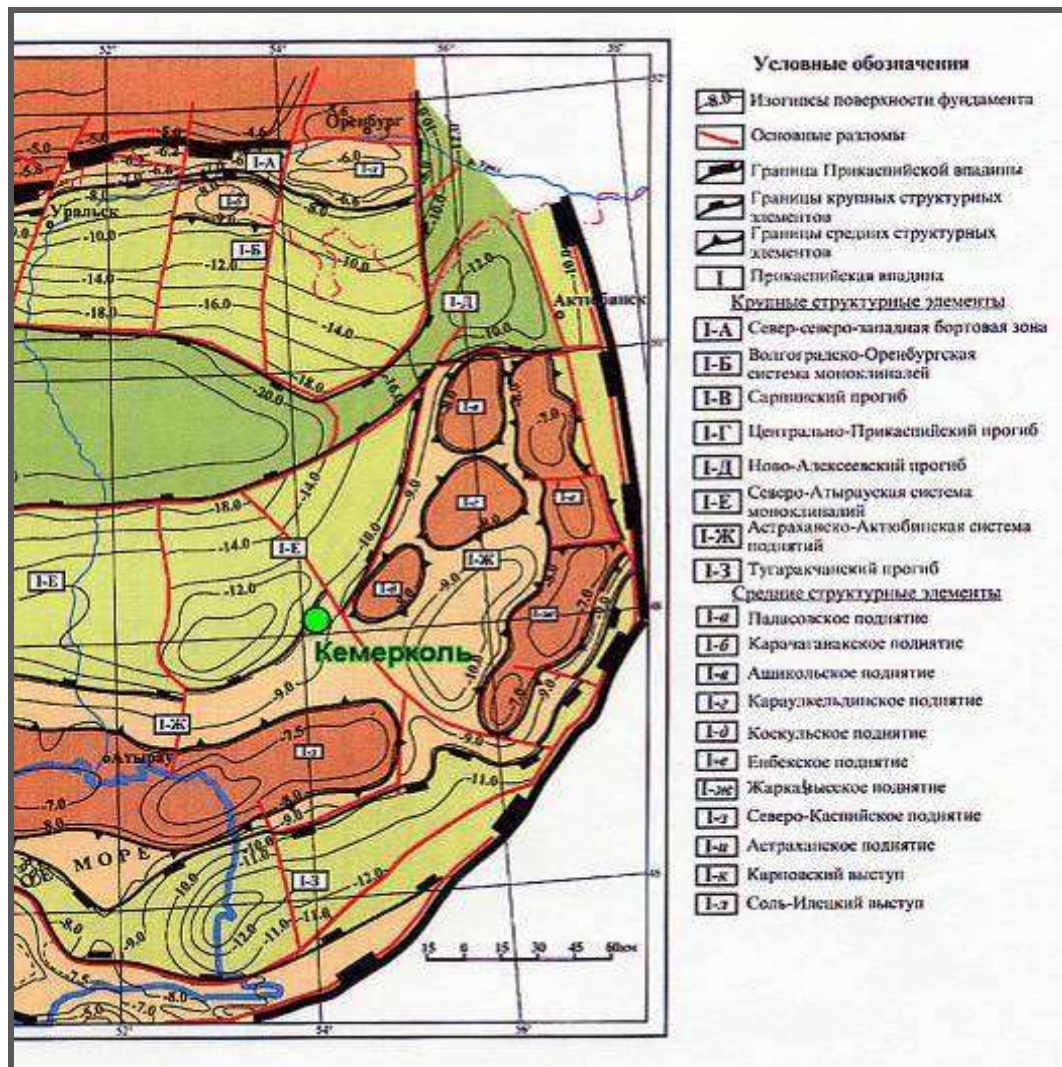


Рис. 3.10.2.1. - Фрагмент схемы структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП (Э.С.Воцалевский и др., 2002 г).

Соляной купол Кемерколь относится к скрытопрорванным.

По отражающему горизонту VI (кровля соли) структура Кемерколь рисуется в виде соляного массива, осложненного двумя куполами, залегающих на различных глубинах. Свод наиболее приподнятого купола соли залегают на абсолютной отметке минус 450м, а второго купола на минус 600м. Кровля соляного массива погружается в межкупольной зоне до абсолютной отметки минус 3200м.

С восточной стороны свод соляного купола осложнен крутым уступом амплитудой в северной части до 400м и к югу затухающей до 0 (нуля). К этому крутому уступу приурочен сброс F₁, прослеживающийся в разрезе от подсолевых отложений до современных.

Второй крутой уступ соли наблюдается на северо-западном склоне соляного массива, с амплитудой от 400 м на севере до 100 м на юго-западе. К этому крутому уступу приурочен сброс F₂ также прослеживающийся от подсолевых отложений до современных.

Третий крутой склон соли наблюдается в центральной части соляного массива между двумя соляными куполами, с амплитудой от 100м на северо-востоке до 450м на юго-западе в районе скважины №20. К этому крутому склону приурочен сброс F₃, также прослеживаемый по всей толще осадочных отложений.

Четвертый крутой уступ соли наблюдается в самой западной части массива соли с амплитудой 150-200 м, к которому приурочен сброс f₄, имеющий развитие только в надсолевом разрезе отложений.

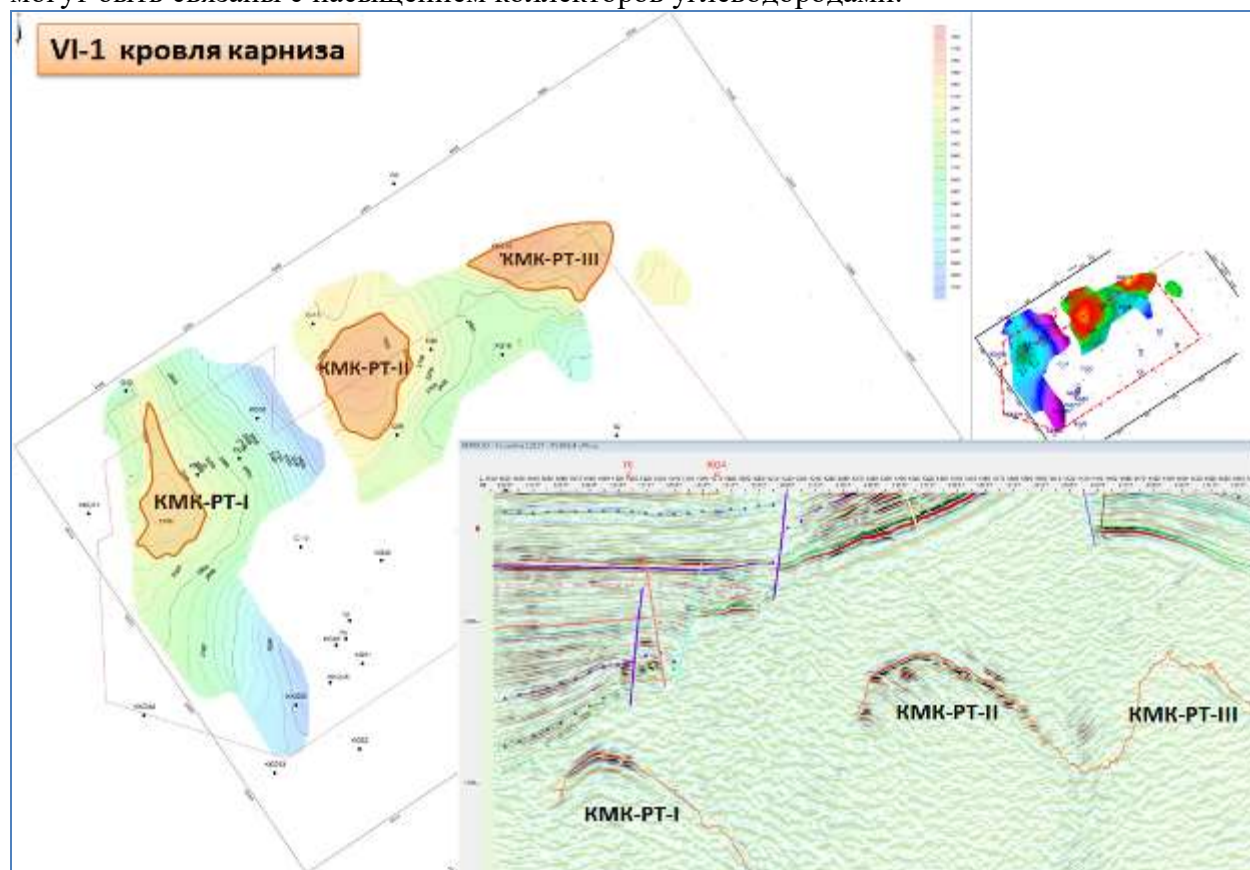
Кроме того, в районе скважин №№20 и 45 на поверхности соляного массива имеет место узкий прогиб амплитудой около 150 м, напоминающий прогиб выщелачивания.

По северному краю в пределах купола по отражающему горизонту VI-1 (кровля карниза) развиты подкарнизные пермотриасовые ловушки, представляющие нефтепоисковый интерес. Ловушки представляют три отдельных антиклинальных поднятия. Здесь не исключается наличие залежей в подкарнизной части пермотриасовых отложений во всех трех объектах (рис.3.10.2.2).

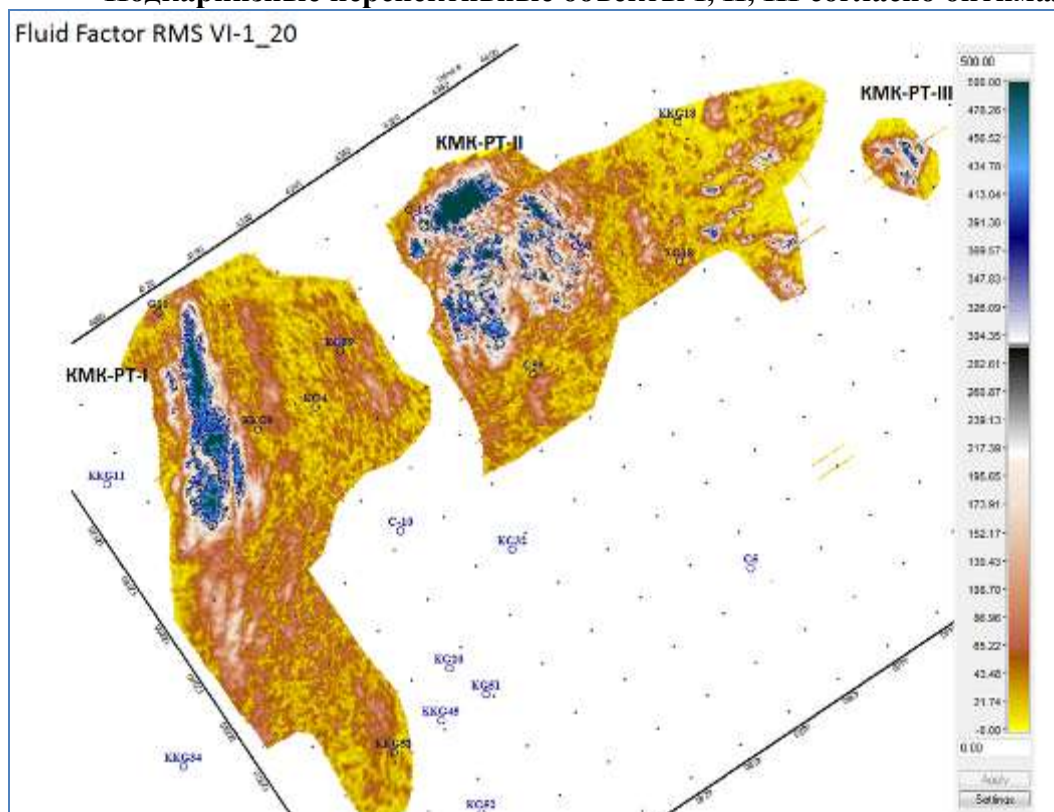
В пределах северо-западного крыла выделяется подкарнизный объект РТ-1, который, располагаясь на пути миграции углеводородов, мог стать их емкой ловушкой. Подкарнизные отложения залегают на глубинах 2100-3000 м. Площадь перспективного объекта I по замкнутой изогипсе -2500 м равна 7 км².

Подкарнизные объекты РТ-II и РТ-III выделяются в виде брахиантиклинальных куполов на северном крыле структуры Кемерколь, которые по изогипсе -2500 м объединяются в один. По оконтуривающей изогипсе -2200 м для обоих объектов их площади прогнозной нефтеносности составляют 6 и 2,4 км² соответственно.

Для подкарнизного разреза была рассчитана карта параметров AVO, позволяющая оценить УВ насыщенность путем определения отклонений величины VP/VS от фоновых значений, характерных для водонасыщенных пород (рис.3.10.2.3). На этой карте синие пятна (повышенные значения), соответствующие сводовым частям пермотриасовых объектов могут быть связаны с насыщением коллекторов углеводородами.



**Рис.3.10.2.2 - Структурная карта по отражающему горизонту VI-1.
Подкарнизные перспективные объекты I, II, III согласно оптимального прогноза**



**Рис.3.10.2.3 - Подкарнизные объекты I, II, III на карте сейсмического атрибута
FluidFactor RMS VI-1_20ms**

Перспективы подкарнизных отложений могут быть здесь достаточно высокими и будут уточнены в ходе динамической интерпретации.

Месторождениями аналогами являются Новобогатинск Западный, Новобогатинск Юго-Восточный, Доссор Юго-западный, где залежи нефти и газа залегают под соляными карнизам.

Структура Кемерколь по юрско-меловому комплексу системой тектонических нарушений разбита на западное, восточное и южное крылья (рис.3.10.2.4).



Рис.3.10.2.4 - Тектоника надсолевого комплекса месторождения Кемерколь (структурная карта по III отражающему горизонту)

В качестве самостоятельного элемента следует выделить обширный дугообразный грабен, простирающийся с юго-востока в виде дуги до центра купола и далее на запад. Западное крыло структуры, сбросом субмеридионального простирания делится на два поля - западное (приподнятое) и восточное (опущенное).

3.11. Нефтегазоносность

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, где также известен ряд месторождений углеводородов, таких как Кожа Южный, Жоламанов, Макат, Матин и др.

С 1989 г Центральной геолого-поисковой экспедицией ПГО «ГНГГ» на структуре Кемерколь было начато глубокое поисковое бурение.

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании триасовых отложений в 1991г, был получен приток нефти дебитом 94,8 м³/сут.

В 2006-2018 годах в пределах месторождения пробурены 15 скважин (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84), из которых продуктивными оказались по данным ГИС и опробования 11 скважин (9БИС, 62, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84).

Нефтяные залежи установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в отложениях среднего триаса, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Горизонт J₃-I выделен впервые, по которому ранее запасы нефти не подсчитывались. Пласт Б горизонта T₂-I водоносный.

Коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, песчаниками.

Месторождение по характеру геологического строения относится к сложным.

Залежи нефти пластово-сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Характеристика продуктивных горизонтов

Юго-восточное крыло

Горизонт Jз-I. По материалам ГИС в разрезе скважины 62 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, пробуренной в пределах блока I. При опробовании скважины 62 получен приток нефти с водой ($Q_n=0,4032\text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_v=1,613\text{ м}^3/\text{сут}$). Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта – 21 м, толщина нефтенасыщенного коллектора - 3,4 м.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 311,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 315,1 м, высота залежи равна 3,4 м. ВНК принят по данным ГИС на абсолютной отметке минус 315,1 м по разделу нефть-вода. Площадь залежи составляет 373 тыс. м².

Северо-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт А залегает в верхней части среднего триаса, нефтеносен в пределах блоков VI, IV. Блок IV бурением не освещен, оценка запасов проведена по аналогии с блоком VI. Залежи нефти пластовые, тектонически, стратиграфически экранированные.

Блок VI. В пределах блока пробурены скважины 4, 77, 81, 82. По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 4, 81, нефтеводонасыщенные – в разрезе скважины 82. В скважине 77 в инт.1060,4-1061,0м (0,6 м) (-995,6-996,6м) коллектор по материалам ГИС имеет неоднозначную характеристику, на уровне вмещающих пород. Из интервала 1060,32-1061,25 м был отобран керн, который представлен глинами с прослойками нефтенасыщенного песчаника. В связи с этим, выделенный коллектор в интервале 1060,4-1061,0 м (-995,6-996,6м) отнесен к нефти, без оценки нефтенасыщенности.

В скважине 4 в период разведки при опробовании получен был приток нефти дебитом до 94,8 м³/сут.

Общая толщина изменяется от 12,3 м (скв.81) до 25,9 м (скв.4), нефтенасыщенные толщины колеблются от 1,0 м (скв.77) до 7,3 м (скв.4). Абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 989,8м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1020,6 м (скв.4), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1018,9м (скв.82), высота залежи до 30,8 м. ВНК принят по данным ГИС наклонным на абсолютных отметках минус 1020,6м (скв.4) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1018,9 м (скв.82). Площадь залежи - 1650 тыс. м².

Горизонт Т₂-I. Пласт В. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 77, 81, 82, 83, 84, пробуренных в пределах блоков III, VI. Залежи нефти пластовые, тектонически экранированные.

Блок III. В пределах блока пробурены скважины 83 и 84.

Общая толщина пласта изменяется от 31,7 м (скв.84) до 38,7 м (скв.83), нефтенасыщенные коллекторы имеют толщину – от 5,2 м (скв.83) до 7,6 м (скв.84).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 83, 84, где получены притоки нефти дебитами 12 м³/сут, 15,12 м³/сут соответственно.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1058,5 м по скв.83, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1073,1 м по скв.84, высота залежи - 14,6 м. ВНК принят условно по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1073,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 84. Площадь залежи - 503 тыс.м².

Блок VI. В пределах блока пробурены скважины 77, 81, 82.

Общая толщина пласта изменяется от 26,3 м (скв.77) до 33,8 м (скв.82), нефтенасыщенная толщина коллектора - от 8,9 м (скв.82) до 17,3 м (скв.77).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 81, 82, где получены притоки

нефти дебитами 20 м³/сут., 24 м³/сут соответственно.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1043,3 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1065,7 м (скв.81), высота залежи равна 22,4 м. ВНК принят по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1065,7 м по разделу нефть-вода в скважине 81. Площадь залежи составляет 421 тыс.м².

Горизонт Т₂-II нефтеносен в пределах блока VI. По данным ГИС в скважинах 77, 81 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважине 82 - водонасыщенные. Залежь нефти пластовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта в пределах блока изменяется от 23,3 м (скв.81) до 26,5 м (скв.77), нефтенасыщенная - от 11 м (скв.77) до 11,4 м (скв.81).

Продуктивность установлена опробованием и получением притока нефти дебитом 30 м³/сут в скв.77.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1132,6 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1148,2 м (скв.81), высота залежи равна 15,6 м. ВНК принят условно по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1148,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 81. Площадь залежи составляет 272 тыс.м².

Горизонт Т₂-III нефтеносен в блоке III. По данным ГИС в скв.9, 9БИС, 84 коллекторы нефтеводонасыщенные. Залежь нефти пластовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 66,5 (скв.84) до 69,1 м (скв.9БИС), нефтенасыщенные коллекторы - от 4,7 м (скв.84) до 14,7м (скв.9БИС).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 9, 9БИС, где получены притоки нефти дебитами 4,89 м³/сут, 2,6 м³/сут соответственно.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1281,7 м (скв.9БИС), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1324,9 м (скв.9БИС), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1323,6 м (скв.84), высота залежи равна 43,2 м. ВНК принят по данным ГИС наклонным на абсолютных отметках минус 1324,9 м (скв.9БИС) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1323,6 м (скв.84). Площадь залежи составляет 784 тыс. м².

Горизонт Т₂-IV нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б - нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 13,8 (скв.11) до 17,5 м (скв.76Б), нефтенасыщенные коллекторы - от 1,8 м (скв.76) до 2,1 м (скв.76Б).

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1464,3 м (скв.76Б), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1468,6 м (скв.76), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1467,5 м (скв.76Б), высота залежи равна 4,3м. ВНК принят по данным ГИС наклонным на абсолютных отметках минус 1468,6м (скв.76) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1467,5м (скв.76Б). Площадь залежи составляет 836 тыс.м².

Горизонт Т₂-V нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтенасыщенные. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 15,8м (скв.76) до 18,4 м (скв.76Б), нефтенасыщенные коллекторы - от 2,4м (скв.76) до 2,9 м (скв.76Б).

В скважине 76 при опробовании получен приток нефти дебитом 3 м³/сут на 3 мм штуцере, в скважине 76Б - приток нефти дебитом 4,6 м³/сут на 7 мм штуцере.

Кровля нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1565,0 м (скв.76Б), кровля водонасыщенного коллектора на абсолютной отметке минус 1577,6 м

(скв.76Б), высота залежи равна 12,6 м. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1577,6 м по кровле водонасыщенного коллектора. Площадь залежи составляет 139 тыс. м².

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В нефтеносен в разрезе скважин, пробуренных в пределах блока I. По материалам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважине 73, в скважинах 20, 75 – нефтеводонасыщенные, в остальных скважинах – водонасыщенные. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта изменяется от 28 м (скв.52) до 39,2 м (скв.73), суммарная толщина нефтенасыщенных коллекторов колеблется от 11,8 м (скв.75) до 29,5 м (скв.73).

Продуктивность установлена при опробовании скважин 20, 73, 75: в скважине 20 получен приток нефти дебитом до 80 м³/сут на 7 мм штуцере, в скважине 73 – приток нефти дебитом до 42 м³/сут, в скважине 75 – приток нефти дебитом 12 м³/сут.

Кровля верхнего нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке минус 1092,8 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на абсолютных отметках минус 1127,2 м (скв.20) и минус 1132,0 м (скв.73), высота залежи равна 39,2 м. ВНК принят наклонным по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1127,2 м по разделу нефть-вода в скважине 20 и на отметке минус 1132,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 73. Площадь залежи составляет 399 тыс.м²

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Всего по месторождению физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 46 проб из 13 скважин (4, 9, 9БИС, 20, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84), из них после оперативного подсчета запасов за 2017 год – 17 новые пробы из 9 скважин.

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость, групповой углеводородный состав; фракционный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Исследованиями нефти охарактеризованы: на северо-западном крыле горизонты Т₂-I (пласт А) – 2 пробами из одной скважины, Т₂-I (пласт В) – 12 пробами из 4 скважин, Т₂-II – 4 пробами из одной скважины, Т₂-III – 4 пробами из 2 скважин, Т₂-V – 3 пробами из 2 скважин и на юго-западном крыле горизонт Т₂-I пласт В – 21 пробой из 3 скважин (табл.4.3.1).

Свойства нефтей горизонтов сильно отличаются: по плотности от особо легких до тяжелых, по содержанию смол – малосмолистые и смолистые, по содержанию серы – все нефти малосернистые, по содержанию парафина – малопарафинистые и высокопарафинистые, по вязкости – высоковязкие.

Не изучены свойства нефти горизонта Т₂-IV на северо-западном крыле, горизонта J₃-I на юго-восточном крыле.

Горизонт Т₂-I. Пласт А. Свойства нефти изучены по 2 пробам из скважины 4 (блок VI). Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,9036 г/см³ до 0,9246 г/см³, в среднем составляет 0,914 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых 21,6% масс, малосернистая (0,3% масс), малопарафинистая – 0,78% масс. Температура застывания нефти до минус 20⁰С, начала кипения – 100⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С – 697,33 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 9% об, керосиновых до 300⁰С – 26% об.

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 12 пробам из скважин: 83, 84 (блок III), 81, 82 (блок VI), в том числе 8 новые пробы из скважин 81, 82, 83, 84.

Блок III. Свойства нефти изучены по 6 пробам, из них 4 новые пробы.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,8624 г/см³ до 0,8874 г/см³, в среднем составляет

0,871 г/см³, нефть относятся к тяжелым. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 12,04% масс, малосернистая (0,44% масс), высокопарафинистая – 7,14% масс. Температура застывания нефти до минус 55°C, начала кипения – 48°C. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 115,83 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 19% об, керосиновых до 300°C - 47% об.

Блок VI. Свойства нефти изучены по 6 пробам, из них 4 новые пробы.

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,8345 г/см³ до 0,8631 г/см³, в среднем составляет 0,845 г/см³, нефть относятся к лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 8,29% масс, малосернистая (0,49% масс), высокопарафинистая – 6,1% масс. Температура застывания нефти до минус 54°C, начала кипения – 83°C. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 50,04 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 27% об, керосиновых до 300°C - 58% об.

Горизонт Т₂-II. Свойства нефти изучены по 4 пробам из скважины 77 (блок VI), из них 2 новые пробы.

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,7959 г/см³ до 0,8179 г/см³, в среднем составляет 0,804 г/см³, нефть относится к особо лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 7,59% масс, малосернистая (0,24% масс), парафинистая – 4,33% масс. Температура застывания нефти до минус 49°C, начала кипения – 74°C. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 13,46 мм²/сек, нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C - 38% об, керосиновых до 300°C - 65% об.

Горизонт Т₂-III. Свойства нефти изучены по 4 пробам из скважин 9 и 9БИС (блок III).

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,9649 г/см³ до 0,9772 г/см³, в среднем составляет 0,973 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых 28,23% масс, малосернистая (0,59% масс), малопарафинистая – 1,12% масс. Температура застывания нефти до минус 7°C, начала кипения – 246°C. По одному определению кинематическая вязкость при 20°C – 17952 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C не определено, керосиновых фракций, выкипающих до 300°C - 54% об.

Горизонт Т₂-V. Свойства нефти изучены по 3 пробам из скважин 76, 76Б (блок I), из них одна новая проба из скважины 76Б.

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,7986 г/см³ до 0,8134 г/см³, в среднем составляет 0,804 г/см³, нефть относится к особо легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 7,71% масс, малосернистая (0,25% масс), высокопарафинистая – 7,51% масс. Температура застывания нефти до минус 47°C, начала кипения - 53°C. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 6,63 мм²/сек, нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 44% об, керосиновых до 300°C - 67% об.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 21 пробам из скважин 20, 73, 75 (блок I), в том числе 6 новые пробы из скважин 20, 73, 75.

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,8578 г/см³ до 0,870 г/см³, в среднем составляет 0,861 г/см³, нефть относятся к средним. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 4,93% масс, малосернистая (0,15% масс), высокопарафинистая – 6,55% масс. Температура застывания нефти до минус 43°C, начала кипения – 152°C. Кинематическая вязкость при 20°C - 44, 66 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 7% об, керосиновых до 300°C - 35% об.

Свойства нефти в пластовых условиях

При пластовом давлении и температуре проведены исследования РV-соотношение, и однократное разгазирование, также определены основные параметры нефти: давление насыщения; пластовое давление, пластовая температура, газосодержание, плотность пластовой нефти, вязкость пластовой нефти, объемный коэффициент, усадка, коэффициент растворимости, коэффициент сжимаемости, компонентный состав растворенного газа.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб из 4 скв.(20, 73, 77, 81), из них после оперативного подсчета запасов за 2017 год – одна новая проба из скважины 77 (табл.4.3.2).

На северо-западном крыле горизонт Т₂-I (пласт В) охарактеризован 2 пробами из одной скважины, Т₂-II – 3 пробами из одной скважины, из них одна новая проба и на юго-западном крыле горизонт Т₂-I пласт В – 4 пробами из 2 скважин.

2 пробы из скв.73 от 07.07.2007г на юго-западном крыле (гор.Т₂-I пласт В) из-за низкого давления насыщения признаны некондиционными, также одна проба по скв.77 от 07.04.2018г на северо-западном крыле (гор.Т₂-II) отнесена к некондиционной из-за низкого давления насыщения (2,59МПа) и высокого газосодержания (28,08 м³/т). Некондиционные пробы не учитывались в средних значениях.

Не освещены пробами нефти горизонты Т₂-I (пласт А), Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V северо-западного крыла, горизонт J₃-I юго-восточного крыла.

Северо-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 2 пробам из скважины 81 (блок VI).

При пластовом давлении и температуре соответственно 12,0 МПа и 37°С плотность пластовой нефти составляет 0,7942 г/см³. Давление насыщения – 2,4 МПа, газосодержание – 19,41 м³/т, объемный коэффициент – 1,108, соответственно пересчетный коэффициент – 0,903, усадка – 9,78%, вязкость пластовая – 5,277 мПа·с.

Горизонт Т₂-II. Свойства нефти определены по 2 кондиционным пробам из скважины 77 (блок VI).

При пластовом давлении и температуре соответственно 14 МПа и 36°С плотность пластовой нефти – 0,760 г/см³. Давление насыщения – 2,26 МПа, газосодержание в среднем равна 40,22 м³/т, объемный коэффициент – 1,126, соответственно пересчетный коэффициент – 0,888, усадка – 11,21%, вязкость пластовая – 1,521 мПа·с.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 2 кондиционным пробам из скважин 20, 73 (блок I).

При пластовом давлении и температуре соответственно 12,19 МПа и 37,5°С плотность пластовой нефти составляет 0,804 г/см³. Давление насыщения – 2,95 МПа, газосодержание – 7,72 м³/т, объемный коэффициент – 1,090, соответственно пересчетный коэффициент – 0,917, усадка – 8,04%, вязкость пластовая – 17,58 мПа·с.

Компонентный состав растворенного газа и его физические свойства

Компонентный состав растворенного газа и его физические свойства изучены по 7 пробам из 3 скважин (73, 77, 81). 2 пробы из скважины 73 от 07.07.2007г и одна проба из скважины 77 от 07.04.2018г отнесены к некондиционным. Некондиционные значения параметров не учитывались при определении средних значений (4.3.3).

Северо-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Содержания метана – 19,711% мол., этана – 22,881% мол., пропана – 28,312% мол., бутанов – 15,196% мол., пентанов – 3,302% мол., гексанов – 0,508% мол., углекислого газа – 0,422% мол., азота – 8,872% мол. Плотность газа по воздуху – 1,262.

Горизонт Т₂-II. Содержания метана – 22,38% мол., этана – 17,66% мол., пропана – 26,8% мол., бутанов – 19,89% мол., пентанов – 5,77% мол., гексанов – 1,08% мол., углекислого газа – 0,129% мол., азота – 4,73% мол. Плотность газа по воздуху – 1,375.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Содержания метана - 42,322% мол., этана – 15,2% мол., пропана – 22,3% мол., бутанов – 11,5% мол., пентанов – 2,51% мол., гексанов - 0,968% мол., углекислого газа - 0,200% мол., азота – 5,0% мол. Плотность газа по воздуху – 1,127.

Таблица 3.11.1 - Результаты исследований физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Блок	Плотность нефти при 20°С, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с					Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Групповой углеводородный состав в массовых %								Зольность, % масс	Коксусность, % масс	Молекулярная масса	Фракционный состав по Энглеру, в % об.						Дата отбора проб	Организация, выполнявшая исследования
				20°С	30°С	40°С	50°С	100°С			парафина	серы	воды по ДС	метано-нафеновые	ароматич.углеводородов	смоляных	асфальтенов	мех.примесей				НК, °С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Северо-западное крыло																													
Горизонт Т₂-I. Пласт А																													
4	1063-1072 1072-1082	VI	0,9246	1212,5	605,7	327,2	193,4	23,4	65	-12	0,47	0,24	сл.	51,8	29,0	19,0	0,28	сл.	0,36	3,73	357	140	-	2	3	8	23	14.02.1991г	ОПЗ-1994г
	1090-1092		0,9036	182,2	124,5	78,67	58,25	11,5	27	-20	1,09	0,35	сл.	57,4	16,6	24,19	0,71	0,07	0,13	3,31	315	60	4	10	14	18	29		
Среднее знач.по Т₂-I пл.А			0,914	697,3	365,1	203,0	125,8	17,5			0,78	0,30				21,60	0,5					100	4	6	9	13	26		
Горизонт Т₂-I. Пласт В																													
81	1118-1123	VI	0,8345	-	-	-	-	-	-	-	-	0,481	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.01.2017г	ТОО"КазИнРусс-трейдинг"
			0,8396	39,95	21,05	10,04	3,58	-	61	-54	7,87	0,43	отс.	-	13,1	8,08	0,15	отс.	-	9,59	238	-	11	23	36	-	62	09.02.2017г	
			0,8543	40,46	20,83	10,30	2,82	-	0	-40	5,60	0,502	0,15	-	13,1	8,17	0,13	-	-	6,95	264	45	6	-	24	-	55	05.10.2017г	
81	1113-1123	VI	0,8411	39,88	19,83	11,54	4,09	-	27	-2	5,68	0,527	1,80	-	12,5	7,77	0,15	0	-	6,41	266	110	-	-	24	-	55	23.02.2018г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
82	1116-1123		0,8631	62,87	31,95	19,50	14,27	-	0	-40	4,59	0,455	2,20	-	16,4	7,88	0,08	-	-	10,7	239	80	3	-	28	-	60	05.10.2017г	
			0,8390	67,03	33,92	21,64	12,52	-	< 0	-3	6,78	0,515	5,00	-	15,3	9,54	0,08	0		9,84	241	97	-	-	25	-	58	23.02.2018г	
Среднее знач.по бл.VI			0,845	50,04	25,52	14,61	7,46				6,10	0,49				8,29	0,12					83	7	23	27		58		
83	1119-1123	III	0,8731	117,03	59,98	24,76	17,43	-	80	-44	7,92	0,002	0,4	-	8,87	6,43	0,10	0,01	-	7,21	-	-	10	18	26	-	50	28.03.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
			0,8874	123,50	60,21	35,86	15,53	-	0	-40	7,31	0,604	20,0	-	26,5	15,23	2,10	-	-	9,85	274	45	4	-	16	-	46	05.10.2017г	
			0,8647	125,42	59,88	38,03	15,78	-	30	>-20	7,32	0,697	2,2	-	26,8	13,32	2,00	0,012	-	8,74	265	45	3	-	16	-	45	23.02.2018г	
84	1119-1127	III	0,8624	109,37	61,55	34,37	17,96	-	40	-31	7,68	0,0001	0,7	-	8,33	5,95	0,12	-	-	1,76	-	-	8	15	24	-	46	28.03.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
			0,8727	108,08	60,82	33,95	17,75	-	0	-55	6,12	0,640	6,0	-	28,1	15,99	2,7	-	-	7,24	276	50	4	-	16	-	47	05.10.2017г	
			0,8631	111,60	59,87	32,56	20,02	-	22	>-20	6,50	0,675	12,0	-	27,5	15,29	2,7	0	-	7,01	281	50	4	-	17	-	47	23.02.2018г	
Среднее знач.по бл.III			0,871	115,83	60,38	33,25	17,41				7,14	0,44				12,04	1,62	0,006				48	6	17	19		47		
Среднее знач.по Т₂-I пл.В			0,858	82,94	42,95	23,93	12,43				6,62	0,46				10,16	0,87					65	6	20	23		52		
Сред. знач.по гор. Т₂-I			0,886	390,1	204,0	113,4	69,1				3,70	0,38				15,88	0,68					83	5	13	16		39		
Горизонт Т₂-II																													
77	1197-1208	VI	0,7959	5,492	4,089	3,116	2,706	-	91,4	-49	3,56	0,230	отс.	-	8,07	3,23	0,27	0,025	-	1,75	151	-	11	25	40	-	63	09.12.2016г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
			0,7977	5,529	5,120	3,761	3,198	-	92,1	-46	3,51	0,225	отс.	-	8,43	3,37	0,67	0,025	-	1,94	154	-	12	24	38	-	61		
			0,8179	21,51	12,99	9,408	7,15	-	0	-28	4,01	0,254	0,10	-	9,87	11,9	0,14	-	-	7,05	230	58	9	-	36	-	64	05.10.2017г	
			0,8032	21,315	13,96	6,075	4,73	-	< 0	-4	6,25	0,263	1,0	-	8,21	11,84	0,14	отс.	-	6,45	245	90	-	-	39	-	71	24.02.2018г	
Сред. знач.по гор.Т₂-II			0,804	13,46	9,04	5,59	4,45				4,33	0,24				7,59	0,31					74	11	24,5	38		65		

Продолжение таблицы 3.11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Горизонт Т ₂ -III																														
9	1335-1345	III	0,9721	-	-	-	1560	103	-	-7	0,99	0,42	-	46,5	21,0	25,49	6,83	0,84	0,77	9,29	-	250	-	-	-	-	96	02.02.1991г	ОПЗ-1994г	
9	1347-1355 1362-1367		0,9772	-	-	-	1697	116	-	-7	0,87	0,44	2,4	39,8	12,8	35,11	10,5	1,47	0,78	9,64	-	241	-	-	-	-	12	28.01.1991г	ОПЗ-1994г	
9	1372-1374		0,9765	-	-	3537	-	247	165	-7	1,50	0,90	1,3	49,0	24,7	24,09	2,07	0,10	5,28	11,4	650	-	-	-	-	-	-	21.11.1990г	ОПЗ-1994г	
Среднее знач. по скв.			0,975			3537	1629	156			1,12	0,59				28,23	6,47					246					54			
9 БИС	1334-1353 1357-1364	III	0,9649	17952	-	-	1318	-	-	-7	1,12	-	25,4	-	-	-	-	0,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.06.2006г	ТОО "Каспиймунайгаз"	
Сред. знач.по гор.Т ₂ -III			0,973	17952		3537	1525	156			1,12	0,59				28,23	6,5					246					54			
Горизонт Т ₂ -V																														
76	1624-1627	I	0,7986	-	-	-	-	-	-	-	-	0,234	сл.	-	-	-	-	0,002	-	-	-	51	-	-	46	-	66	30.01.2017г	ТОО"КазИнРусс-трейдинг"	
			0,7995	8,46	6,20	4,58	3,44	-	68	-47	8,77	0,2302	отс.	-	7,95	4,43	0,04	0,05	-	3,44	-	-	15	35	48	-	70	09.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
76Б	1624-1626		0,8134	4,80	3,81	3,14	2,65	-	0	-22	6,25	0,293	0,25	-	8,52	10,99	0,13	0,04	-	5,19	216	55	9	-	38	-	66	14.03.2018г		
Сред. знач.по гор.Т ₂ -V			0,804	6,63	5,01	3,86	3,05				7,51	0,252				7,71	0,09	0,031				53	12	35	44		67			
Юго-западное крыло																														
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																														
20	1186-1196	I	0,8606	32,25	21,03	14,18	10,77	3,73	45	-	2,06	0,10	отс.	74,0	-	7,07	0,03	отс.	0,02	0,67	213	115	-	5	9	22	42	29.09.1991г	ОПЗ-1994г	
20	1186-1196 1198-1202		0,8661	43,99	-	-	13,53	-	84	-15	2,2	0,21	отс.	-	-	2,76	0,04	-	-	0,78	303	-	-	-	8	-	15	01.08.1991г	ОПЗ-1994г	
			0,8623	35,22	23,0	16,69	11,91	3,86	53	-20	3,64	0,11	отс.	76,1	19,5	4,18	0,20	отс.	сл.	0,71	-	124	-	5	13	24	35			
20	1186-1196		0,8700	44,0	29,0	20,0	14,0	4,0	84	-	2,2	0,30	-	-	-	7,07	0,03	-	-	0,8	-	165	-	-	3	14	33	22.08.1991г	ТОО "Каспиймунайгаз"	
			0,8600	33,0	-	-	-	-	-	-	1,8	0,40	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125	-	4	14	26	46		05.03.2006г
			0,8600	-	-	-	-	-	-	-19	-	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.03.2006г		
			0,8600	-	-	-	-	-	-	-16	-	0,10	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170	-	8	3	23	12		15.03.2006г
			0,8600	36,0	-	16,0	11,0	63,0	-	-	5,2	0,10	0,6	-	-	4,3	0,50	-	-	-	-	132	-	1	7	14	25	19.03.2006г		
20	1186-1196		0,8611	39,80	24,3	19,22	13,47	-	81	-43	7,52	0,12	55	-	11,4	4,27	0,66	-	-	10,5	-	-	1	5	14	-	45	09.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
20	1186-1196		0,8604	59,82	33,61	19,55	13,59	-	38	-8	7,52	0,125	0,73	-	15,4	5,12	0,09	-	-	5,3	294	120	-	-	10	-	48	05.10.2017г		
20	1175-1177 1179-1186		0,8617	58,57	34,33	20,70	14,88	-	67	-4	7,40	0,143	24,0	-	14,0	5,50	0,08	отс.	-	5,05	290	160	-	-	8	-	44	23.02.2018г		
73	1174-1183		0,8578	41,68	23,05	15,98	11,82	7,10	32	-20	3,87	0,136	0,1	-	-	6,76	отс.	0,01	-	0,78	-	160	-	-	6	15	33	07.07.2007г	ТОО "Каспиймунайгаз"	
73	1169-1180 1188-1194		0,8597	32,05	21,28	14,7	10,74	3,7	65	-20	9,7	0,12	0,1	-	11,7	3,0	отс.	отс.	0,02	0,72	273	178	-	-	5	16	34	16.10.2016г	ТОО"КазНИГРИ"	
			0,8597	34,7	22,86	16,0	12,13	3,85	72	-20	8,62	0,12	сл.	-	11,9	3,05	отс.	отс.	0,02	0,82	276	178	-	-	4	14	34	17.10.2016г		
			0,8600	39,8	22,89	14,97	11,15	3,73	84	-5	15,4	0,12	отс.	70,4	25,9	3,63	отс.	отс.	0,04	0,89	297	180	-	-	4	16	32	18.10.2016г		
			0,8597	32,41	21,88	15,16	11,2	3,77	74	-20	8,4	0,12	отс.	-	13,1	2,89	отс.	отс.	0,02	0,8	279	178	-	-	5	17	34	15.10.2016г		
73	1174-1178 1198-1201		0,8617	59,05	32,74	19,40	13,45	-	32	-10	6,78	0,125	25,0	-	15,6	5,41	0,08	-	-	4,89	292	130	-	2	10	-	41	05.10.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
			0,8614	57,88	33,41	18,84	13,72	-	34	0	6,54	0,141	18,0	-	15,4	5,51	0,09	отс.	-	4,68	294	160	-	-	5	-	41	23.02.2018г		
75	1190,9-1192,9 1193,8-1196,4	I	0,8611	38,56	23,03	15,38	11,0	3,87	70	-20	10,5	0,12	отс.	-	10,8	2,67	отс.	отс.	0,04	0,88	302	172	-	-	4	16	31	25.11.2016г	ТОО"КазНИГРИ"	
			0,8630	64,10	32,98	20,65	15,43	-	44	-15	6,56	0,127	0,75	-	17,9	7,79	0,08	-	-	3,46	298	128	-	2	12	-	39	05.10.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"	
			0,8607	65,59	33,07	20,70	15,46	-	55	2	8,56	0,135	4,0	-	18,5	7,84	0,08	отс.	-	3,78	294	160	-	-	5	-	40	23.02.2018г		
Среднее знач.по Т ₂ -I пл.В			0,861	44,66	27,03	17,54	12,74	10,1			6,55	0,15				4,93	0,16					152	1	4	7	18	35			

Таблица 3.11.2 - Характеристика пластовой нефти месторождения Кемерколь

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Горизонт, пласт	Блок	№ пробы	Глубина отбора, м	Пластовая температура, °С	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Плотность нефти, г/см ³			Коэффициенты				Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Дата отбора	Организация, выполнявшая исследование
									м ³ /м ³	м ³ /т	пластовая	при давлении насыщения	сепарированная	объемный	усадки, %	сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	растворимости газа, м ³ /м ³ /МПа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Северо-западное крыло																				
81	1118-1123	Т ₂ -I, В	VI	1	1120	37	12,0	2,4	16,289	19,41	0,7942	-	0,8394	1,108	9,78	-	-	5,2766	27.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
				2		37	12,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Среднее знач.по гор.Т ₂ -I пласт В						37	12,0	2,4	16,289	19,41	0,7942		0,8394	1,108	9,78		5,277			
77	1197-1208	Т ₂ -II	VI	1		36	14,0	2,22	32,02	40,04	0,7599	-	0,7997	1,1118	10,05	-	-	-	09.12.2016г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
				2		36	14,0	2,30	32,24	40,41	0,7597	-	0,7978	1,141	12,37	-	-	1,521		
77	1197-1208			1	1180	40	11,0	2,59	22,45	28,08	0,7599	0,7487	0,7994	1,091	8,30	3,52	0,87	1,388	07.04.2018г	ТОО"Везерфорд-
Среднее знач.по гор.Т ₂ -II						37	13,0	2,37	28,90	36,2	0,760	0,749	0,799	1,114	10,24	3,52	0,87	1,455		
Юго-западное крыло																				
20	1186-1196	Т ₂ -I, В	I	1	-	37	12,6	4,69	6,53	7,53	0,771	-	-	1,140	12,47	0,85	-	12,54	29.09.1991г	
73*	1174-1183	Т ₂ -I, В		1	850	43	12,26	0,58	1,91	2,22	0,8474	0,8383	0,8583	1,015	1,48	9,22	3,29	11,05	07.07.2007г	ТОО"Каспиймунай-газ
				2		43	12,26	0,63	2,51	2,93	0,8466	0,8358	0,8578	1,016	1,57	10,97	3,98	11,02		
73	1169-1180 1188-1194	Т ₂ -I, В		1	1160	38	11,77	1,2	6,80	7,91	0,8377	-	0,860	1,040	3,6	7,5	5,7	22,61	18.10.2016г	ТОО"КазНИГРИ"
Среднее знач.по гор.Т ₂ -I пласт В						37,5	12,19	2,95	6,67	7,72	0,804		0,860	1,090	8,04	4,18	5,70	17,58		

Примечание: * пробы некондиционные

Таблица 3.11.3 - Компонентный состав растворенного газа

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт, пласт	Блок	Основные компоненты, % мол.													Отн.плотность газа по воздуху	Дата отбора	Исполнители
				метан	этан	пропан	изобутан	норм.бутан	изопентан	норм.пентан	гексаны	гептаны	октан	азот	углекислый газ	Сероводород			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		17	18	19
Северо-западное крыло																			
81	1118-1123	T ₂ -I, B	VI	19,711	22,881	28,312	7,891	7,305	2,036	1,266	0,508	0,759	0,028	8,872	0,422	-	1,262	27.02.2017г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
Среднее знач. по гор. T ₂ -I пласт В				19,711	22,881	28,312	7,891	7,305	2,036	1,266	0,508	0,759	0,028	8,872	0,422	-	1,262		
77	1197-1208	T ₂ -II	VI	22,259	17,565	26,647	8,746	10,942	3,172	2,548	1,119	1,694	0,031	5,135	0,128	-	1,375	09.12.2016г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
				22,495	17,746	26,947	8,931	11,161	3,252	2,578	1,043	1,357	0,019	4,329	0,130	-	1,375		
77*	1197-1208			47,646	9,086	11,708	4,676	5,775	1,688	1,319	0,560	0,810	0,030	16,652	0,043	-	1,029	07.04.2018г	ТОО"Везерфорд-КЭР"
Среднее знач. по гор. T ₂ -II				22,38	17,66	26,80	8,84	11,05	3,21	2,56	1,08	1,53	0,03	4,73	0,129		1,375		
Юго-западное крыло																			
73*	1174-1183	T ₂ -I, B	I	49,32	5,80	2,94	0,31	0,35	0,06	0,07	0,21	0,08	0,03	39,89	0,94	-	0,8104	07.07.2007г	ТОО "Каспиймунайгаз"
				51,91	5,38	2,90	0,30	0,33	0,06	0,07	0,20	0,07	0,03	37,77	0,98	-	0,7990		
73	1169-1180 1188-1194	T ₂ -I, B		42,322	15,20	22,30	5,20	6,30	1,50	1,01	0,968	-	-	5,00	0,200	-	1,127	18.10.2016г	ТОО"КазНИГРИ"
Среднее знач.по гор. T ₂ -I пласт В				42,322	15,20	22,30	5,20	6,30	1,50	1,01	0,968			5,00	0,200		1,127		
Примечание: * пробы некондиционные																			

3.12. Гидрогеологическая характеристика месторождения

Триасовый водонапорный комплекс распространен повсеместно. Коллектор представлен серым мелкозернистым песчаником. Дебиты вод варьируют от 5,4 при Нср.дин.=890м в скв. 6 (интервалы 1040-1042 м, 1044-1046 м) до 111,6 м³/сут. при Нср.дин.=276 м в скв. 32 (интервал 995-1005 м). динамические уровни восстанавливаются до статических в течении 3-х часов в скв. 32 (интервал 995-1005м) до 5 суток в скв. 25 (интервал 1081-1084 м) и скв. 6 (интервалы 1054-1059,5 м и 1040-1042 м, 1044-1046 м). Статические уровни становились на отметках 60 м ниже поверхности земли в скв. 25 (интервал 1094-1104 м) до 74 м в скв. 32 (интервал 995-1005 м).

Плотность триасовых вод варьирует от 1.161 до 1.185 г/см³ (таблица 3.12.1).

Воды хлоркальциевого типа, третьего класса, очень жесткие. Общая жесткость достигает 506,41 мг-экв/л. Среда вод - от слабокислой до слабо щелочной (рН = 5.2-7.0). Минерализация вод изменяется от 208 до 235 г/л. Содержание микрокомпонентов в водах незначительно, за исключением йода (J = 8.4 -16.0 мг/л).

Этот водоносный комплекс заключен в интервал температур от 37 до 40°С при градиенте 1.5 °С/100м. Вертикальный градиент пластового давления составляет в среднем 0.012 МПа/м при изменении пластовых давлений от 10.7 до 13.5 МПа.

Триасовый водоносный комплекс обладает активным упруговодонапорным режимом. Его воды можно использовать для закачки в пласт при разработке нефтяных месторождений.

Таблица 3.12.1 – Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Кемерколь

№№ скв.	Интервал отбора, м	Горизонт, пласт	Блок	Дата отбора	Плотность при 20°С, г/см ³	Соленость, °Be г/100г	Содержание ионов, (мг/дм ³ , мг-экв/дм ³)						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая минерализация, г/дм ³	Коэффициент метаморфизации		Тип воды по Сулину	pH	Общая жесткость, мг/экв. дм ³	Кинемат. вязкость при 20°С мм ² /с		
							HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺			rNa ⁺ /rCl ⁻	rCl ⁻ -rNa/rMg ²⁺						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
Месторождение Кемерколь																						
Северо-западное крыло																						
9	1075-1096	T ₂ -I, Б	III	1994г	1,182	22,3	31,2	774,3	135728,8	2898,6	1448,4	82341,7	223223,0	223,2	0,94	1,99	XK	6,6	263,75	1,28		
81	1113-1123	T ₂ -I, В	VI	23.02.2018г	1,1800	-	0,5	16,1	3828,7	144,6	119,1	3591,6			0,94	2,71	XK	6,69	317,0	-		
							0,3	1,9	5053,6	200,0	117,0	4736,9										
82	1116-1123			06.10.2017г	1,1780	-	8,5	107,7	179052,0	3251,0	1341,0	179052,0	362812,2	362,8	0,95	2,47	XK	6,06	-	-		
							0,1	2,2	5050,4	162,2	110,4	4777,9										
				23.02.2018г	1,1789	-	11,3	98,5	180000,0	3450,0	1405,0	114964,0	299928,8	299,9	0,94	2,49	XK	6,39	287,8	-		
83	1119-1123			06.10.2017г	1,1800	-	0,2	2,1	5077,1	172,0	115,6	4789,5										
							21,4	591,6	181094,0	3692,8	1263,7	113972,0	300635,5	300,6	0,94	2,77	XK	6,69	288,3	-		
				23.02.2018г	1,1832	-	36,0	524,6	174206,0	3867,2	1388,1	110798,0	290819,9	290,8	0,94	2,68	XK	6,97	307,2	-		
84	1119-1127			06.10.2017г	1,1780	-	0,6	10,9	4913,7	193,0	114,2	4607,1										
							13,4	21,7	184390,0	4348,0	1433,6	114155,0	304361,7	304,4	0,94	2,84	XK	6,43	335,0	-		
				23.02.2018г	1,1802	-	0,2	0,5	5201,0	217,0	118,0	4866,2										
Среднее значение по T ₂ -I, В					1,180		18,4	208,1	175820	3800,1	1384,7	120352,0	301583,1	301,6				6,53	308,8			
Юго-западное крыло																						
20*	1174-1176	T ₂ -I, В	I	1994г	1,1850	22,3	20,2	412,3	136548,5	2517,1	2545,5	81059,2	223102,8	223,1	0,92	1,56	XK	5,2	334,94	-		
20	1186-1196			06.10.2017г	1,1770	-	0,3	8,6	3851,9	125,6	209,3	3525,9										
							9,8	49,1	185570,0	3841,6	1285,3	116079,0	306834,8	306,8	0,94	2,81	XK	6,3	297,5	-		
20	1175-1177 1179-1186			23.02.2018г	1,1791	-	0,2	1,0	5234,3	191,7	105,8	4936,9										
							25,1	51,3	189505,0	3466,9	1400,2	121370,0	315818,46	315,8	0,95	2,50	XK	6,87	288,2	-		
73	1169-1180 1188-1194			06.10.2017г	1,1750	-	0,4	1,1	5345,2	173,0	115,2	5057,4										
							24,4	104,6	184863,0	3848,0	1297,0	114205,0	304341,97	304,3	0,94	2,80	XK	6,67	298,8	-		
73*	1174-1178 1198-1201			23.02.2018г	1,1765	-	0,4	2,2	5214,3	192,0	106,7	4915,9										
							39,7	101,5	159243,0	3483,0	1344,3	101007,5	265219,0	265,2	0,94	2,57	XK	6,67	284,4	-		
75	1190,9-1192,9 1193,8-1196,4			06.10.2017г	1,1750	-	0,7	2,1	4491,7	173,0	110,6	4207,9										
							15,6	88,1	184561,0	3856,0	1281,0	114365,0	304166,7	304,2	0,94	2,82	XK	6,6	297,8	-		
75*	1190,9-1192,9 1193,8-1196,4			23.02.2018г	1,1763	-	0,3	1,8	5205,8	192,4	105,4	4908,2										
							40,1	85,1	159243,0	3551,1	1407,5	98982,0	263308,76	263,3	0,93	2,53	XK	6,79	293,0	-		
Среднее значение по T ₂ -I, В					1,177		18,7	73,2	186124,8	3753,1	1315,9	116504,8	307790,5	307,8				6,6	295,6			
Среднее значение по триасу					1,177		18,7	73,2	186124,8	3753,1	1315,9	116504,8	307790,5	307,8				6,6	295,6			

3.13. Социально-экономические условия территории

3.13.1. Общие сведения

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 113 500 км². Область представлена 2 городами, 11 поселками и 184 селами, управляемых 68 представительствами сельской администрации. Административная карта Атырауской области представлена на рисунке 3.13.1.

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленности, машиностроение, растениеводство.

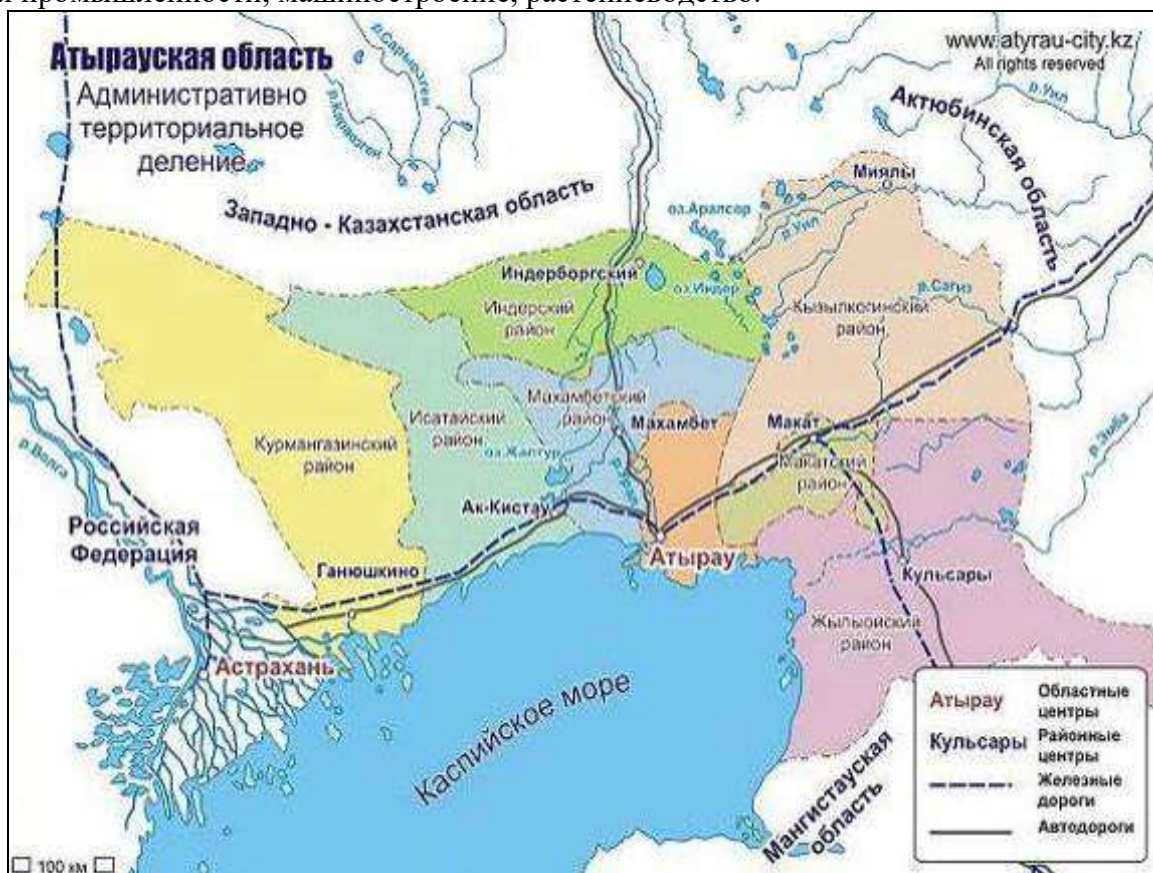


Рисунок 3.13.1. Административная карта Атырауской области

Область подразделена на 7 районов.

Жылыойский район. Районный центр – поселок Кульсары (75,420 тыс. чел.). Основные виды деятельности – нефтяная и газовая промышленности.

Иnderский район. Центр горно-химической промышленности региона, развито животноводство. Районный центр – поселок Иnderборский (31,661 тыс. чел.).

Исатайский район. Районный центр – поселок Ак-Кистау (25,898 тыс. чел.). Основной вид деятельности – животноводство.

Кзылкогинский район. Районный центр – село Миялы (31,260 тыс. чел.). Основная отрасль – животноводство.

Курмангазинский район. Районный центр – село Ганюшкино (57,144 тыс. чел.). Развиты рыбная промышленность и животноводство.

Махмбетовский район. Районный центр – поселок Махмбет (30,137 тыс. чел.). Преобладает нефтяная промышленность.

Махамбетский район. Районный центр – село Махамбет (31,978 тыс. чел.). Основные виды деятельности – растениеводство и скотоводство.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания Аджип ККО, ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

3.13.2. Хозяйственно-экономическая деятельность

Экономический потенциал. Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются: нефтегазодобывающая, топливно-энергетическая, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли, производство стройматериалов.

Промышленность. Экономический потенциал Атырауской области имеет индустриальную направленность.

В структуре промышленного производства наибольший удельный вес занимает добыча сырой нефти и попутного газа, перегонка нефти, производство и распределение электроэнергии. Основу экономики области составляет промышленный сектор, на долю которого приходится половина валового регионального продукта (ВРП).

3.13.3. Краткие итоги социально-экономического развития

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2019г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2020г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

Рынок труда и оплата труда

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец мая 2020г. составила 9314 человек или 2,8% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-марте 2019г. составила 322674 тенге. По сравнению с январем-мартом 2019г. она увеличилась на 15,3%. Индекс реальной заработной платы составил 108,6%.

Цены

Индекс потребительских цен в мае 2020г. по сравнению с декабрем 2019г. составил 102,7%. Цены увеличились на продовольственные товары на 4,7%, непродовольственные товары на 2,1%, платные услуги на 0,9%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в мае 2019г. по сравнению с декабрем 2018г. увеличились на 1,7%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта по оперативным данным за январь-декабрь 2019г. составил в текущих ценах 7894,5 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,8%, услуг – 31,5%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-мае 2020г. составил 1710 млрд. тенге, что на 14,5% больше, чем в январе-мае 2019г.

Торговля

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-мае 2020г. составил 133%.

Объем розничной торговли за январь-май 2020г. составил 119964,7 млн. тенге или на 0,3% выше уровня соответствующего периода 2019г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-май 2020г. составил 935436,6 млн. тенге или на 39,8% больше уровня соответствующего периода 2019г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе-мае 2020г. составил 3389657 млн. тенге в действующих ценах, что на 1,5% меньше, чем в январе-мае 2019г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство уменьшилось на 2%. В обрабатывающей промышленности производство увеличилось на 6,5%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 7,6%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 1,3 раза.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-мае 2020г. составил 17317,8 млн. тенге, что больше на 0,9% чем в январе-мае 2018г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-мае 2020г. составил 108,4%.

Объем грузооборота в январе-мае 2020г. составил 24438,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,7% по сравнению соответствующим периодом 2019г. Объем пассажирооборота составил 562,8 млн. пкм и вырос на 6,9%.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июня 2020г. составило 12616 единицы. За этот же период количество действующих юридических лиц составило 9000 единиц.

Финансовая система

Финансовый результат предприятий и организаций за IV квартал 2020г. сложился в виде дохода на сумму 846,2 млрд. тенге, что на 1,9% ниже уровня аналогичного периода 2019г. Уровень рентабельности составил 54,7%. Доля убыточных предприятий среди общего числа отчитавшихся составила 27,8%.

Основные социально-экономические показатели

Апрель 2020г.

	Январь-апрель 2019г.	Апрель 2019г.	Январь-апрель 2019г., к январю-апрелю 2018г., в процентах	Апрель 2019г., к апрелю 2018г., в процентах	Апрель 2019г., к марту 2019г., в процентах
Социально-демографические показатели					
Численность населения на конец периода, человек	...	637 443	...	102,0	...
Число родившихся, человек	5 293	1 421	94,6	101,8	117,4
Число умерших, человек	1 287	334	105,4	103,1	106,7
Число иммигрантов, человек	7 336	2006	108,2	123,7	122,2
Число эмигрантов, человек	7 690	2184	113,2	139,6	133,7
Число зарегистрированных случаев заболеваний туберкулезом органов дыхания, человек	134	46	84,8	90,2	2,5 раза
Число выявленных носителей ВИЧ-инфекции, человек
Число зарегистрированных уголовных правонарушений, случаев	2 493	540	99,8	82,7	78,7
Уровень преступности (уголовных правонарушений на 10 000 населения)	119,1
Уровень жизни					
Среднедушевой номинальный денежный доход (оценка), тенге
Реальный денежный доход (оценка), %
Величина прожиточного минимума, тенге	...	27 597	...	108,7	101,6
Рынок труда и оплата труда					
Численность зарегистрированных безработных, человек	...	8 820	...	70,9	113,6
Доля зарегистрированных безработных, %	...	2,7
Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника, тенге (январь-март 2019г.)	322 674	...	115,3
Индекс реальной заработной платы, % (январь-март 2019г.)	108,6
Цены					
Индекс потребительских цен, %	106,1	106,1	100,7
Индекс цен производителей промышленной продукции, %	115,3	115,7	98,8
Индекс цен в сельском хозяйстве, %	109,7	110,0	100,3
Индекс цен в строительстве, %	104,7	103,8	100,5
Индекс цен оптовых продаж, %	105,3	105,6	100,2
Индекс тарифов на услуги грузового транспорта, %	116,8	118,6	100,3
Индекс тарифов на услуги почтовые и курьерские для юридических лиц, %	104,5	103,7	100,0
Индекс тарифов на услуги связи для юридических лиц, %	105,2	105,4	100,0
Национальная экономика					
Валовой региональный продукт, млрд. тенге (январь-декабрь 2018г., оперативные данные)	7 894,5	115,1	...
Инвестиции в основной капитал, млрд. тенге	1 344,2	337,4	112,3	116,1	86,8
Торговля					
Розничный товарооборот по всем каналам реализации, млн. тенге (без учета услуг общественного питания)	93 612,8	24 285,7	100,4	100,1	94,1
Реальный сектор экономики					
Объем промышленной продукции (товаров, услуг), млн. тенге	2 624 457	641 248	102,8	85,8	80,8
Объем валовой продукции сельского хозяйства, млн. тенге	11 948,2	3 391,1	100,5	99,0	100,3
Объем строительных работ, млрд. тенге	158,1	51,9	143,0	131,1	89,1
Перевозки грузов всеми видами транспорта, тыс. тонн	49 025,0	12 417,0	100,0	115,9	92,8
Грузооборот всех видов транспорта, млн. ткм	18 660,9	4 566,4	106,0	106,5	84,0
Объем почтовой и курьерской деятельности, млн. тенге	194,6	50,9	135,2	142,2	90,0
Объем услуг связи, млн. тенге	4 551,4	1 113,5	93,3	88,9	102,5
Финансовая система					
Рентабельность предприятий и организаций, % (IV квартал 2018г.)	54,7
Дебиторская задолженность предприятий и организаций, млрд. тенге (на 1 января 2019г.)	968,4	119,2	...

Задолженность по обязательствам предприятий и организаций,
млрд. тенге (на 1 января 2020г.)

6 347,2

...

...

120,9

...

Январь-май 2019г.

	Январь-май 2019г.	Май 2019г.	Январь-май 2019г., к январю-маю 2018г., в процентах	Май 2019г., к маю 2018г., в процентах	Май 2019г., к апрелю 2019г., в процентах
Социально-демографические показатели					
Численность населения на конец периода, человек
Число родившихся, человек
Число умерших, человек
Число иммигрантов, человек
Число эмигрантов, человек
Число зарегистрированных случаев заболеваний туберкулезом органов дыхания, человек	178	44	92,2	125,7	95,6
Число выявленных носителей ВИЧ-инфекции, человек
Число зарегистрированных уголовных правонарушений, случаев	2 934	441	95,4	76,3	81,7
Уровень преступности (уголовных правонарушений на 10 000 населения)	119,4
Уровень жизни					
Среднедушевой номинальный денежный доход (оценка), тенге
Реальный денежный доход (оценка), %
Величина прожиточного минимума, тенге	...	27 798	...	109,0	100,7
Рынок труда и оплата труда					
Численность зарегистрированных безработных, человек	...	9 314	...	75,0	105,6
Доля зарегистрированных безработных, %	...	2,8
Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника, тенге
Индекс реальной заработной платы, %
Цены					
Индекс потребительских цен, %	105,8	106,1	100,5
Индекс цен производителей промышленной продукции, %	115,3	116,9	104,4
Индекс цен в сельском хозяйстве, %	109,9	110,9	99,4
Индекс цен в строительстве, %	104,5	104,0	100,1
Индекс цен оптовых продаж, %	105,3	105,5	101,0
Индекс тарифов на услуги грузового транспорта, %	116,5	115,6	100,0
Индекс тарифов на услуги почтовые и курьерские для юридических лиц, %	104,3	103,7	100,0
Индекс тарифов на услуги связи для юридических лиц, %	105,2	105,4	100,0
Национальная экономика					
Валовой региональный продукт, млрд. тенге	7 894,5	115,1	...
Инвестиции в основной капитал, млрд. тенге	1 710,0	365,8	114,5	123,3	106,9
Торговля					
Розничный товарооборот по всем каналам реализации, млн. тенге (без учета услуг общественного питания)	119 964,7	26 351,9	100,3	99,7	108,3
Реальный сектор экономики					
Объем промышленной продукции (товаров, услуг), млн. тенге	3 389 657	765 199	98,5	81,3	105,1
Объем валовой продукции сельского хозяйства, млн. тенге	17 317,8	5 369,6	100,9	101,7	158,6
Объем строительных работ, млрд. тенге	229,3	71,2	129,0	106,5	137,4
Перевозки грузов всеми видами транспорта, тыс. тонн	61 555,5	12 530,6	100,0	100,2	100,9
Грузооборот всех видов транспорта, млн. ткм	24 438,5	5 777,7	105,7	104,8	126,5
Объем почтовой и курьерской деятельности, млн. тенге	245,8	51,2	137,7	147,7	100,6
Объем услуг связи, млн. тенге	5 653,2	1 101,8	93,5	94,0	99,0
Финансовая система					
Рентабельность предприятий и организаций, %
Дебиторская задолженность предприятий и организаций, млрд. тенге

Социально-демографические показатели

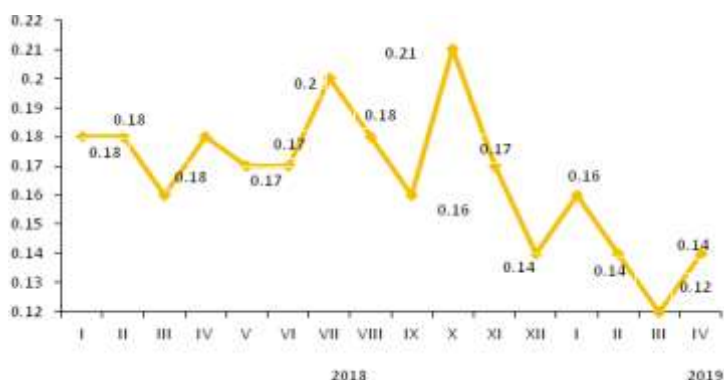
Численность населения

	человек		
	Все население	Городское население	Сельское население
На 1 мая 2020г.	637 443	330 935	306 508
На 1 мая 2019г.	625 040	297 978	327 062

Численность населения области на 1 мая 2020г. составила 637,4 тыс. человек, в том числе городского – 330,9 тыс. человек (52%), сельского – 306,5 тыс. человек (48%). По сравнению с 1 маем 2019г. численность населения увеличилась на 12,4 тыс. человек или на 2%.

Изменение темпов прироста численности населения

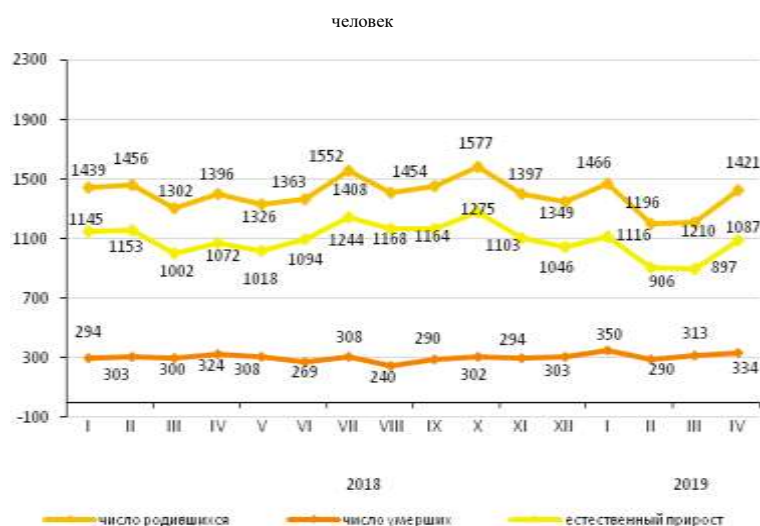
на конец периода, процентов



Естественное движение населения

	Человек		На 1000 человек	
	январь-апрель 2020г.	январь-апрель 2019г.	январь-апрель 2020г.	январь-апрель 2019г.
Родившиеся	5 293	5 593	25,18	27,12
Умершие	1 287	1 221	6,12	5,92
Естественный прирост	4 006	4 372	19,06	21,20
Браки	1 400	1 418	6,66	6,88
Разводы	447	487	2,13	2,36

Изменение естественного прироста населения



Среди основных классов причин смерти населения наибольший удельный вес (20%) занимает смертность от болезней системы кровообращения.

Структура умерших по основным причинам смерти

	Число умерших, человек		Удельный вес, в процентах	
	январь-апрель 2020г.	январь-апрель 2019г.	январь-апрель 2020г.	январь-апрель 2019г.
Всего	1 287	1 221	100,0	100,0
в том числе:				
от болезней системы кровообращения	258	264	20,0	21,6
от новообразований	139	163	10,8	13,3
от несчастных случаев, отравлений и травм	95	84	7,4	6,9
от болезней органов дыхания	233	181	18,1	14,9
от болезней органов пищеварения	183	141	14,1	11,5
от инфекционных и паразитарных болезней	17	14	1,3	1,1
от других болезней	366	374	28,3	30,7

Уровень жизни

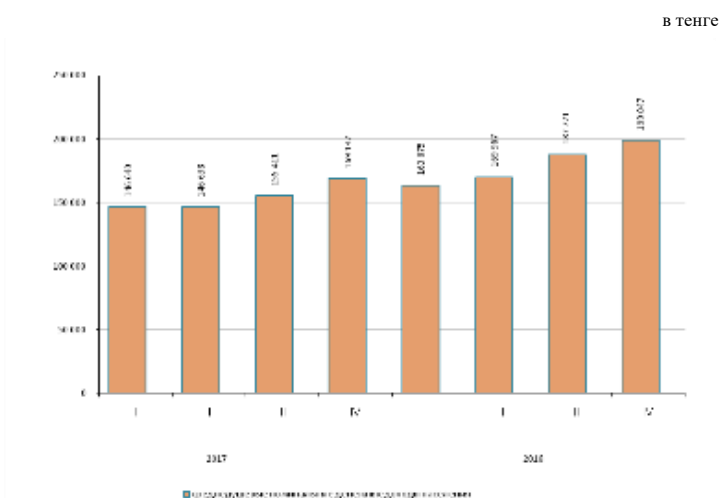
Доходы населения

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения (оценка)

	тенге
	Среднедушевые номинальные денежные доходы населения
2019г. ¹⁾	
I квартал	146 640
II квартал	146 638
III квартал	155 411
IV квартал	169 137
2020г. ²⁾	
I квартал	163 675
II квартал	169 967
III квартал	187 771
IV квартал	199 047

¹⁾ Уточненные данные.

²⁾ Предварительные данные.

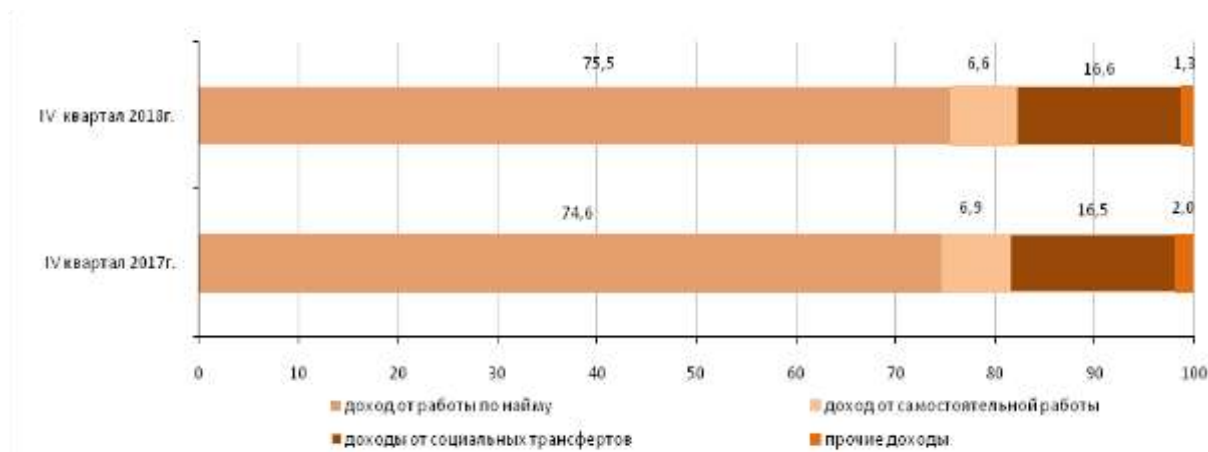


В IV квартале 2020г., среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2019г., а реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

предыдущего года	в процентах к соответствующему периоду
	IV квартал 2018г.
Индекс номинальных денежных доходов	117,7
Индекс реальных денежных доходов	111,7

Структура номинальных денежных доходов

в процентах к итогу



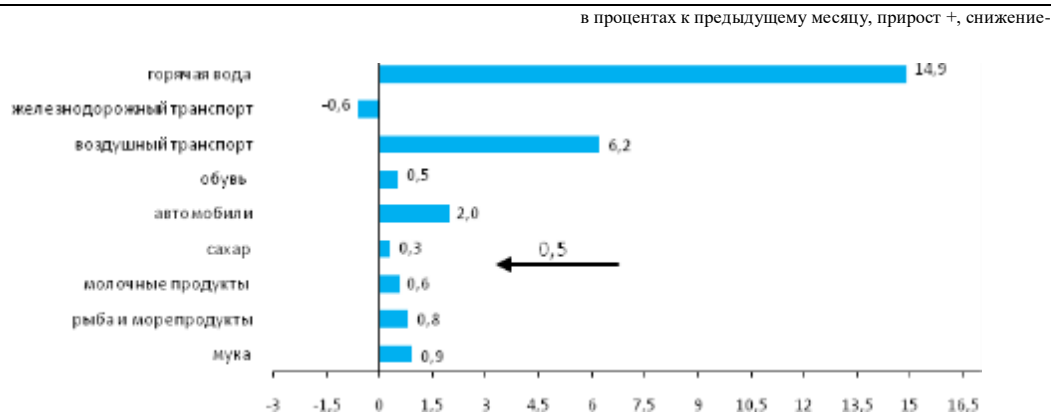
Цены Индекс потребительских цен

на конец периода, в процентах к декабрю предыдущего года	
2019г.	105,9
в процентах к предыдущему месяцу	
Май 2019г.	100,7
Май 2020г.	100,5

В прошедшем месяце повышение цен было отмечено на крупы 2%, мясо - на 1,1%, муку и птицу - по 0,9%, рыбу и морепродукты - на 0,8%, молочные продукты - на 0,6%, сахар - на 0,3%. Прирост цен на автомобили составил 2%, медикаменты - 0,2%, обувь - 0,5%. Уровень цен на услуги ремонта и проката обуви составил 17,3%. Проезд воздушным пассажирским транспортом подорожал на 6,2%, железнодорожным пассажирским транспортом подешевел - на 0,6%. В сфере жилищно-коммунальных услуг тарифы на горячую воду повысились на 14,9%.



	Май 2019г. к				в процентах
	апрелю 2019г.	декабрю 2018г.	маю 2018г.	декабрю 2015г.	Январь-май 2019г. к январю-маю 2018г.
Все товары и услуги	100,5	102,7	105,8	127,6	106,1
Продовольственные товары	100,4	104,7	107,9	131,0	108,1
Непродовольственные товары	100,1	102,1	106,1	129,8	106,7
Платные услуги	100,9	100,9	103,0	121,5	103,0

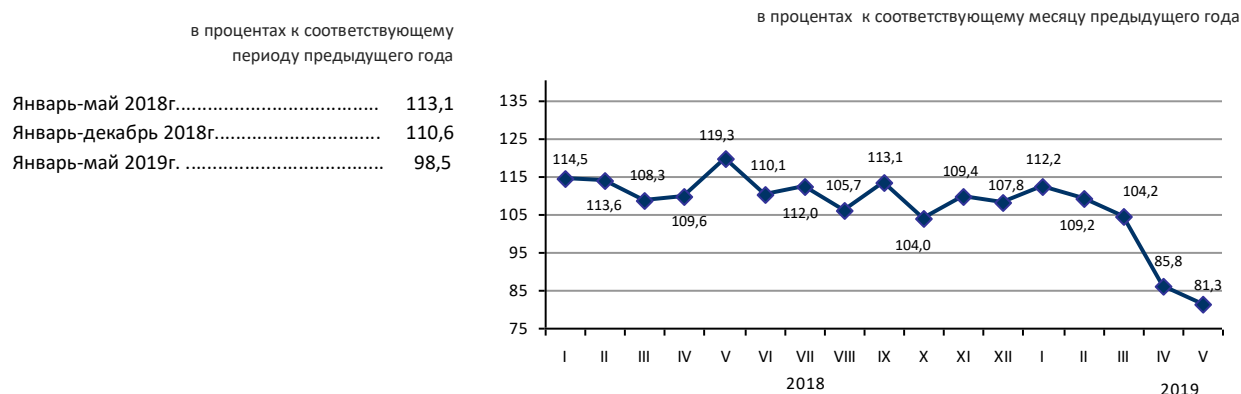


	Май 2019г. к				в процентах
	апрелю 2019г.	декабрю 2018г.	маю 2018г.	декабрю 2015г.	Январь-май 2019г. к январю-маю 2018г.
Индекс потребительских цен	100,5	102,7	105,8	127,6	106,1
Базовый индекс потребительских цен*	100,6	102,7	106,6	...	106,9
Индекс цен для групп населения:					
с наименьшими денежными доходами	100,7	103,6	106,1	129,2	105,8
с наибольшими денежными доходами	100,7	102,6	106,2	129,9	106,6

* Без учета роста цен на фрукты, овощи и бензин.

Реальный сектор экономики

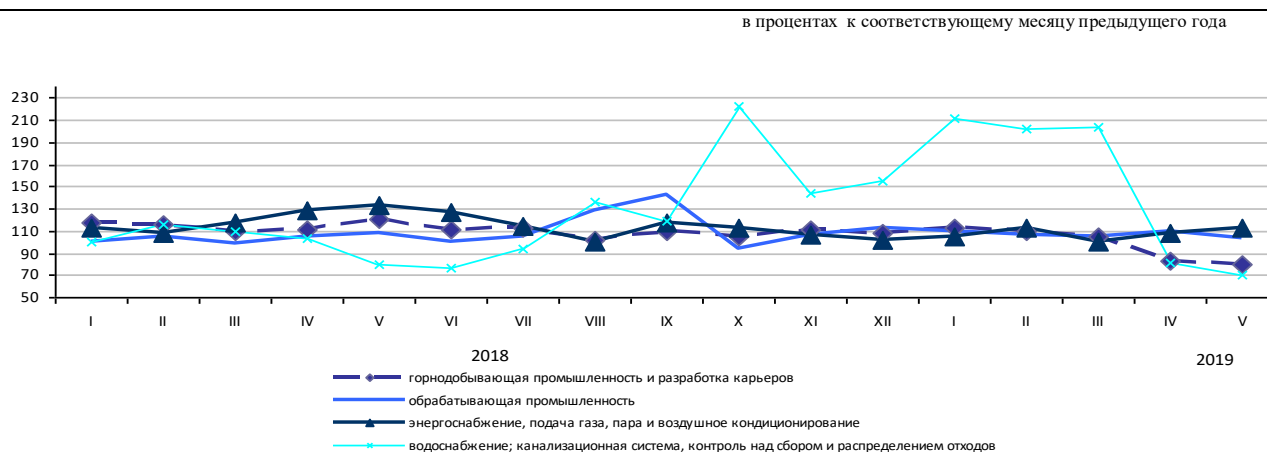
Промышленное производство



По отраслям промышленности

В январе-мае 2020г. промышленной продукции произведено на 3389657 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 3146477 и 209444 млн. тенге, в электроснабжении, подаче газа, пара, воздушном кондиционировании – на 20606 млн. тенге, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов – на 13130 млн. тенге.

	в процентах	
	Январь-май 2020г. к январю-маю 2019г.	Удельный вес в общем объеме, январь-май 2020г.
Промышленность	98,5	100,0
Горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	98,0	92,8
Обрабатывающая промышленность	106,5	6,2
Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование	107,6	0,6
Водоснабжение, канализационная система, контроль над сбором и распределением отходов	128,3	0,4



По отраслям обрабатывающей промышленности

	Январь-май 2020г., млн. тенге	Январь-май 2020г. в % к январю-маю 2019г.
Обрабатывающая промышленность	209 444	106,5
Производство продуктов питания	3 819	97,8
Производство напитков	256	154,3
Производство текстильных изделий	931	95,6
Производство одежды	676	148,1
Производство бумаги и бумажной продукции	107	112,0
Производство кокса и продуктов нефтепереработки	155 667	101,0
Производство продуктов химической промышленности	19 775	3,9 p
Производство резиновых и пластмассовых изделий	2 060	99,6
Производство прочей неметаллической минеральной продукции	8 137	197,7

Металлургическая промышленность
Машиностроение

71
14 819

3,5 р
139,9

Сельское хозяйство

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

в процентах к соответствующему
периоду предыдущего года

Январь-май 2019г.....	102,5
2018г.....	104,5
Январь-май 2020г.....	100,9

в процентах к соответствующему месяцу предыдущего года



По отраслям сельского хозяйства

Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-мае 2020г. составил 17317,8 млн. тенге, в том числе валовая продукция животноводства – 16167,2 млн. тенге, валовая продукция растениеводства – 448,8 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 7,9 млн. тенге, объем продукции (услуг) в лесном хозяйстве – 33,1 млн. тенге, объем продукции (услуг) в рыболовстве и аквакультуре – 660,8 млн. тенге.

	в процентах	
	Январь-май 2020г. к январю-маю 2019г.	Январь-май 2020г. к январю-маю 2019г.
Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства из него:	100,9	102,5
валовая продукция растениеводства	100,0	100,0
валовая продукция животноводства	100,9	102,7

	Единица измерения	Январь- май 2020г.	В процентах к январю- маю 2019г.
Численность основных видов скота и птицы*			
Крупный рогатый скот	голов	188 147	107,4
Овцы	голов	626 126	102,7
Козы	голов	140 291	99,3
Свиньи	голов	576	135,5
Лошади	голов	89 619	107,6
Птица	голов	459 422	86,2
Производство основных видов продукции животноводства			
Забито в хозяйстве или реализовано на убой скота и птицы (в живом весе)	тонн	17 642,3	102,6
Надоемо молока коровьего	тонн	25 395,5	97,4
Получено яиц куриных	тыс. штук	50 885,7	104,6
Продуктивность скота и птицы			
Средний надой молока на одну дойную корову	кг	482	91,8
Средний выход яиц на одну курицу-несушку	штук	132	103,1

* На 1 июня 2020г.

Социально-экономическое развитие района.

Кзылкогинский район

Социальное развитие

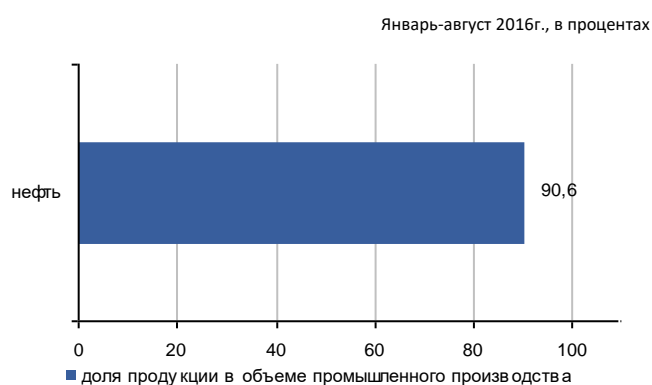
в процентах к соответствующему периоду предыдущего года

Население, человек (на 01.05.2020г.)	31 541
Родившиеся, человек (январь-апрель 2020г.)	229
Умершие, человек (январь-апрель 2020г.)	74
Прибыло, человек (январь-апрель 2020г.)	71
Выбыло, человек (январь-апрель 2020г.)	238
Заработная плата, тенге (январь-сентябрь 2019г.)	175 924
Величина прожиточного минимума, тенге (август 2020г.)	26 418



Реальный сектор экономики

	Январь-август 2018г. в % к январю-августу 2020г.	Январь-август 2017г. в % к январю-августу 2019г.
Промышленность	106,9	95,8
Сельское хозяйство	97,2	97,3
Строительство	69,7	65,0
Розничная торговля	121,8	97,0



Сельское хозяйство

	Январь-август 2020г.	В % к соответствующему периоду предыдущего года
Реализация скота и птицы на убой в живом весе, тонн	11 616,4	96,1
Надоеено молока коровьего, тонн	13 243,7	100,1
Получено яиц куриных, тыс. штук	329,4	100,3

РАЗДЕЛ 4. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕЕ ОХРАНЕ.

4.1. Мероприятия по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).

Мероприятия на период НМУ разрабатываются для предприятий, расположенных в городах, где органами Госкомгидромета проводится или планируется проведение прогнозирования НМУ.

При НМУ в кратковременные периоды загрязнения атмосферы, опасные для здоровья населения, предприятие обеспечивает снижение выбросов загрязняющих веществ, вплоть до частичной или полной остановки предприятия.

Мероприятия по I режиму работы предприятия, предусматривающие снижение воздействия основных загрязняющих веществ на 15%, носят организационно-технический характер и осуществляются без снижения мощности предприятия. При предупреждении об ожидаемых НМУ по I режиму на предприятии осуществляется:

- а) запрещение работы оборудования на форсированных режимах, обеспечение работы технологического оборудования по технологическому регламенту;
- б) усиление контроля за работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- в) усиление контроля за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылевыведения;
- г) рассредоточение во времени работы технологических агрегатов на задействованных в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- д) прекращение ремонтных работ;
- е) прекращение испытания оборудования с целью изменения технологических режимов работы;
- ж) усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- з) проведение внеочередных проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- и) сокращение времени движения автомобилей на переменных режимах и работы двигателей на холостом ходу;
- к) запрещение производства ремонтных и погрузочно-разгрузочных работ, связанных с повышенным выделением пыли и других загрязняющих веществ;
- л) проведение влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- м) усиление контроля за выбросами вредных веществ в атмосферу на источниках и контрольных точках.

По II режиму работы предприятия при НМУ дополнительно к перечисленным мероприятиям предусматривается:

- прекращение выполнения работ по бурению;
- прекращение испытаний скважин;
- прекращение слива и налива ГСМ;
- максимально обеспечить соблюдение оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом.

4.2. Обоснование принятого предварительного размера санитарно-защитной зоны.

Санитарно – защитная зона предназначена для:

- обеспечения требуемых гигиенических норм содержания в приземном слое атмосферы загрязняющих веществ, уменьшения отрицательного воздействия предприятий, транспортных коммуникаций, линий электропередач на окружающее население, факторов физического воздействия – шума, повышенного уровня вибрации, инфразвука, электромагнитных волн и статического электричества;
- создания архитектурно-эстетического барьера между промышленной и жилой частью при соответствующем ее благоустройстве;
- организации дополнительных озелененных площадей с целью усиления ассимиляции и фильтрации загрязнителей атмосферного воздуха, а также повышения активности процесса диффузии воздушных масс и локального благоприятного влияния на климат.

Граница санитарно-защитной зоны – это условная линия, ограничивающая территорию санитарно-защитной зоны, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы.

Анализируя результаты, можно констатировать, что на площадке размещения источников выбросов вредных веществ, радиус превышения нормативного уровня ПДК не наблюдается. Следовательно, уточнения размеров СЗЗ по результатам расчетов не требуется.

Санитарно-защитная зона устанавливается с целью исключения воздействия на население выбросов загрязняющих веществ, исключения различных видов физического воздействия (теплового, электромагнитного, акустического, радиационного).

Согласно «Санитарно-эпидемиологических требований к проектированию производственных объектов», утвержденных приказом Министра Национальной экономики РК №237 от 20 марта 2015года., минимальный размер СЗЗ для производств по добыче нефти и производств II класса опасности предусматривается размером 500 м.

В настоящее время, так как характеристики нефтеносных пластов месторождения не известны, не принято решение о дальнейшем развитии месторождения, предлагается принять в качестве предварительного размера границ санитарно-защитной зоны по нормативным документам, 500 м. во всех направлениях.

4.3. Источники и масштабы загрязнения атмосферы при возможных аварийных ситуациях.

Основными сценариями аварий на месторождении являются: отказ работы аварийной и запорной арматуры, ошибки операторов, создание избыточного давления в емкостях и трубопроводах, повышение температуры в системах, разрыв трубопроводов и резервуаров, разгерметизация соединений, разлитие нефтепродукта, пожар, взрыв.

Предприятия нефтегазопереработки и хранения нефтепродуктов относятся к объектам повышенной аварийной опасности.

Для снижения риска возникновения промышленных аварий и снижения ущерба от последствий при проектировании и эксплуатации объекта, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий. На предприятии разработаны планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

План содержит требования об оповещении и действиях персонала, необходимых для проведения аварийных работ с целью защиты персонала, объектов и окружающей среды.

Первоочередные и последующие действия разрабатываются для каждого объекта, установки, системы в случае: пожара, выброса токсичного или горючего газа, разлива нефти, дорожно-транспортных происшествий, железнодорожной аварии, авиационной

катастрофы, несчастного случая с людьми, угрозы взрыва или вымогательства, общественных беспорядков.

Предусмотрено комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создание средств перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды, строгого контроля опасных концентраций паров нефтепродуктов на территории объекта, создание систем аварийного отключения, постоянная очистка емкостей и трубопроводов.

Для предотвращения опасности аварийных выбросов из разрушенных или горящих объектов предусматривается обеспечение прочности и эксплуатационной надежности всех систем объекта. Надежность оборудования и трубопроводов в целом определена при выборе и заказе. Также предусмотрен ряд мер и мероприятий по технике безопасности, санитарии, пожарной безопасности с целью исключения возникновения аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте строительства, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно-измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

Для борьбы с возможным пожаром предусматривается достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

4.4. Охрана недр.

Охрана недр включает в себя систему правовых, организационных, технологических, экономических, и других мероприятий направленных на:

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
- Использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов.
- Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- Предотвращение ветровой эрозии почв,
- Предотвращение техногенного опустынивания,
- Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.
- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.
- Использование в производстве нетоксичных материалов.
- Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хозяйственных стоков в повторных циклах.

4.5. Оценка воздействия проектируемых работ на водные объекты.

4.5.1. Система водоснабжения и водоотведения

Водопотребление. Снабжение питьевой водой буровых бригад, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылках блоками со ст. Мукур или Жантерек. Воду будут поставлять согласно договора подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г.

Вода для хозяйственно-бытовых нужд привозится также согласно договору специализированной организацией.

Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Количество работающих предположительно составляет 35 человек. Общая продолжительность строительства скважин №№78, R101-105 составляет от 217 до 287 дней. Для хранения воды питьевого качества предусмотрена емкость объемом 5,0 м³.

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2009. принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Объемы образования сточных вод рассчитаны от объемов потребления - 70% водопотребления. Объемы образования сточных вод в период бурения и крепления рассчитаны при расчетах объемов отходов бурения, т.к. планируется повторное использование буровых сточных вод, что значительно сокращает объемы образования стоков.

Для технических нужд вода будет предоставляться подрядными организациями по договору со ст. Мукур или Жантерек. Вывоз сточных вод осуществляет согласно договору №010-АПНО/19 с ТОО «Макаттехсервис».

Таблица 5.2.1.

Баланс водоотведения и водопотребления при строительстве скважин №78

Наименование потребителей	Норма расхода, м³/сут	Количество человек	Время работ, сут	Общее потребление на 1 скважину, м³		Общее водоотведение на 1 скважину, м³	
				сут.	на весь цикл	сут.	на весь цикл
Площадка буровой (питьевые нужды)							
Строительно-монтажные работы	0,15	5	3	0,75	9	0,525	6,3
Подготовительные работы	0,15	5	2	0,75	2,25	0,525	1,575
Бурение и крепление	0,15	30	80	4,5	360	3,15	252
Испытание	0,15	30	202	4,5	1215	3,15	850,5
Итого Хозбытовые:				10,5	1586,25	7,35	1110,4
Площадка буровой (технические нужды)							
СМР и подготовительные работы, бурение и крепление, испытание скважины	8,36		287	8,36		Безвозвратное потребление	
					3051,4		
Итого технические:				8,36	3051,4	Безвозвратное потребление	

Итого по предприятию:				18,86	4637,7	7,35	1110,4
------------------------------	--	--	--	--------------	---------------	-------------	---------------

Таблица 5.2.2.
Баланс водоотведения и водопотребления при строительстве скважин №№R101-105

Наименование потребителей	Норма расхода, м³/сут	Количество человек	Время работ, сут	Общее потребление на 1 скважину, м³		Общее водоотведение на 1 скважину, м³	
				сут.	на весь цикл	сут.	на весь цикл
Площадка буровой (питьевые нужды)							
Строительно-монтажные работы	0,15	5	3	0,75	7,5	0,525	5,25
Подготовительные работы	0,15	5	2	0,75	1,5	0,525	1,05
Бурение и крепление	0,15	30	22	4,5	126	3,15	88,2
Испытание	0,15	30	180	4,5	810	3,15	567
Итого Хозбытовые:				10,5	945	7,35	661,5
Площадка буровой (технические нужды)							
СМР и подготовительные работы, бурение и крепление, испытание скважины	8,36		202	8,36	1864,28	Безвозвратное потребление	
Итого технические:				8,36	1864,28	Безвозвратное потребление	
Итого по предприятию:				18,86	2809,28	7,35	661,5

Водоотведение. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Количество хозяйственно-бытовых сточных вод при строительстве скважин №78 составит 1110,4 м³/весь цикл на 1 скв, при строительстве скважин №№R101-105 составит 661,5 м³/весь цикл на 1 скв. Эти сточные воды вывозятся вместе с хозяйственно-бытовыми сточными водами, согласно договора. Вывоз сточных вод осуществляет ТОО «Макаттехсервис» согласно договору №010-АПНО/19 от 14 января 2019 года. Наибольший объем БСВ в процессе производства образуется при охлаждении штоков шламовых насосов, мытье рабочей площадки буровой вышки, очистке буровых растворов от выбуренной породы и зачистке емкостей циркуляционной системы от осадка бурового раствора.

Состав и свойства буровых сточных вод изменяются в значительных пределах и зависят как от глубины прохождения бурения и от проведения отдельных операций, так и компонентов, применяемых для бурения.

Часть воды, потребляемой на производственно-технологические нужды, будет потеряна безвозвратно (фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы, приготовление тампонажного раствора и т.д.).

Производственные сточные воды (БСВ) собираются в специальные емкости. Проектом предусматривается использование БСВ после очистки в системе оборотного водоснабжения буровой на текущие технологические нужды. Потери сточных вод в системе очистки составляют 5%. Отработанные буровые растворы могут также использоваться для тампонирования или бурения других скважин. Буровые сточные воды вывозятся, согласно договора.

4.5.2. Характеристика воздействия на водные ресурсы. Аварийные ситуации.

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

Процесс бурения относится к водоемким технологическим циклам, связанным с образованием большого количества сточных вод с очень высокой степенью загрязнения.

Отведенная под буровую территория может загрязняться сточной водой, буровым раствором, химическими реагентами, шламом и горюче-смазочными материалами.

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

- циркуляционная установка буровой установки;
- инженерная система сбора и хранения технологических отходов бурения, включая систему оборотного водоснабжения буровой;
- блок сбора и сжигания продукции освоения скважин;
- склад горючесмазочных материалов;
- загрязненные участки буровой площадки.

Причины загрязнения территории можно разделить на следующие:

- эксплуатационные – очистка сеток вибросит, мытье оборудования, удаление отработанной воды из системы охлаждения;
- технологические – обмыв поднимаемых труб, дополнительное загрязнение раствора после цементирования, увеличение объема раствора в результате самопроизвольного замешивания;
- 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 буровой, которое может произойти при повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод. При растекании сточных вод по территории буровой, 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 буровых работ.

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

4.5.3. Мероприятия по охране водных ресурсов

Для уменьшения загрязнения окружающей территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

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

Одним из основных требований к технологии бурения является введение оборотного полного или частичного водоснабжения буровой. Его основу составляет максимально возможное вовлечение буровых сточных вод в систему рециркуляции с ориентацией на их использование для различных целей бурения. Основными технологическими точками использования этих сточных вод в системе оборотного водоснабжения буровой являются:

- обмыв механизмов системы очистки и регенерации буровых растворов;
- обмыв бурильного инструмента при проведении спускоподъемных операций;
- обмыв оборудования и рабочих площадок вышечного, насосного и силового блоков и других мест.

Для предотвращения загрязнения гидросферы все технологические площадки на буровой выполняются гидроизолированными. По периметру буровой площадки, площадки склада горюче-смазочных материалов и блока сжигания продукции освоения скважины сооружается обваловка. Для сбора поверхностных стоков по периметру гидроизолированных технологических площадок оборудуется система сбора и отведения стоков в виде лотков. Собранная вода поступает в отстойник технического водоснабжения буровой. Это позволит предотвратить поступление за пределы этих площадок загрязняющих веществ вместе с поверхностным стоком даже в случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с разливом технологических жидкостей и горюче – смазочных материалов.

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 рециркуляции;
- 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;

4.6. Оценка воздействия проектируемых работ на подземные воды.

4.6.1. Источники воздействия.

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

- циркуляционная система буровой установки;
- инженерная система сбора и хранения технологических отходов бурения, включая систему оборотного водоснабжения буровой;
- блок сбора скважины;
- система для сбора БШ;
- разливы горючесмазочных материалов;
- блок сбора и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод;
- загрязненные участки буровой площадки.

К основным веществам (жидкостям) которые могут стать источником загрязнения относятся:

- буровые и тампонажные растворы;
- буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ);
- продукты испытания скважин (пластовый флюид, нефть, минерализованная вода);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания;
- химические реагенты и материалы для приготовления буровых и тампонажных растворов.

4.6.2. Воздействие на грунтовые воды.

Негативное воздействие на подземные воды может происходить в случаях: нарушения герметичности обсадной колонны и нарушения сплошности разбуриваемых пород при проходке и затрубной циркуляции флюидов.

Загрязнение подземных вод вследствие нарушения естественной (природной) целостности гидрогеологических структур зависит от соблюдения избранной безопасной технологии бурения и испытания скважин. 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 строительстве скважин 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 буровых работ из временных хранилищ, при аварийном фонтанировании скважин во время их испытаний;

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 бурения.

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 буровых растворах, приводит к изменению, окислительно-восстановительной обстановки в ареале фильтрации.

Проектом предусмотрено использование в верхнем интервале бурения скважины экологически безопасных буровых растворов, поэтому химический тип воздействия – будет очень незначительный.

4.6.3. Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия.

Для предотвращения поступления загрязняющих веществ в подземные воды рекомендуется:

- применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;
- применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаящей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины. Технология крепления скважин учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

Интервалы скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Для предотвращения фильтрации бурового раствора в грунтовые воды предусмотрена качественная гидроизоляция дна и стенок накопителей бурового шлама и сточных вод.

Таким образом, предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины. Интервалы скважин изолируются с двух сторон цементными мостами, это обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Гарантией обеспечения безопасного ведения буровых работ является надежная гидроизоляция верхних слоев почво-грунтов вокруг буровой за счет твердых водонепроницаемых покрытий и создание временных емкостей для сбора загрязняющих флюидов и выбросов нефти из скважины с последующим вывозом и очисткой.

Проектом разработан порядок действия при возникновении аварийных ситуаций и способ сбора и удаления загрязняющих веществ. Предусматривается полная оснащенность персонала всеми требуемыми техническими средствами.

Все случаи попадания производственных и хозяйственно-бытовых вод в окружающую среду (почвы и подземные воды) относятся к нештатным – аварийным ситуациям, которые ликвидируются по аварийному плану.

Предусмотренные инженерные решения по водоснабжению, водоотведению и утилизации сточных вод соответствуют требованиям водоохранного законодательства РК. Реализация намеченных мероприятий, надлежащее управление строительными работами, сбор стоков с буровых площадок и предупреждение аварийных ситуаций, гарантируют предотвращение негативного влияния на подземные воды.

4.7. Программа управления отходами.

Настоящим разделом рассматриваются отходы производства и потребления, которые образуются при проведении разведочных работ на месторождении Кемерколь.

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 строительства скважины предполагает образование отходов производства и потребления, источниками которых являются производственные объекты обустройства месторождения.

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.

4.7.1. Характеристика отходов производства и потребления.

Образование отходов :

- Отработанное масла образуются при работе дизельных буровых установок, дизель-генераторов, автотранспорта.
- Использованная тара (мешки) от химреагентов образуются при приготовлении буровых и цементных растворов на буровых площадках.
- Металлолом и огарки сварочных электродов образуются при строительно-монтажных работах, при сварочных работах.
- ТБО и пищевые отходы образуются в результате жизнедеятельности работающего персонала.

Сбор или накопление:

- Отработанное масло накапливается в емкостях на площадке бурения скважин.
- Тара использованная (мешки) от химреагентов собираются в на площадке временного хранения отходов на буровой площадке.
- Металлолом собирается в отведенном месте на площадке бурения или вывозится сразу на площадку для металлолома.
- Огарки сварочных электродов собираются в металлические контейнеры на площадке бурения.
- ТБО и пищевые отходы – собираются в специальных контейнерах, размещаемых на отведенных местах на площадке бурения.

Идентификация:

- Отходы, образующиеся при строительстве скважин, по признакам, параметрам, показателям соответствуют их описанию.

Сортировка (с обезвреживанием):

- Отработанное масло собирается отдельно в емкостях.
- Тара использованная (мешки) от химреагентов – собираются отдельно.
- Металлолом – отбирается пригодный для повторного использования, непригодный смешивается, 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:

- В соответствии со Ст.289 Экологического кодекса паспорта составляются на опасные отходы и на отходы, относящиеся к янтарному списку. Паспорта отходов составляются в соответствии с документом «Форма паспорта опасных отходов», утвержденным Приказом МООН от 30 апреля 2007 года № 128-п. Паспорта опасных отходов должны быть зарегистрированы в территориальном управлении ООН в течение 3-х месяцев с момента образования отходов по их фактическим объемам.

Упаковка (и маркировка):

- Для безопасной транспортировки отходов предусматривается их упаковка, укладка в тару, емкости.
- Отработанное масло - емкости для сбора маркируются.
- Тара использованная (мешки) от химреагентов пакуются отдельно и маркируются.
- Металлолом грузится в грузовой транспорт без упаковки, огарки сварочных электродов – в ящике.
- ТБО уплотняется в спецавтомашинах.

Транспортирование:

- Вывоз всех отходов будет производиться подрядными организациями, которые принимают, транспортируют и направляют на утилизацию или обезвреживание и переработку на полигон .
- Временное складирование отходов, образовавшихся при строительстве скважин, предусматривается в специально отведенных местах на буровой площадке.

Хранение:

- Отработанное масло хранится в емкостях на объектах.
- Тара использованная (мешки и бочки) от химреагентов хранится на площадке временного хранения отходов под навесом.
- Металлолом хранится на площадке открытым способом, огарки сварочных электродов – 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):

- Отработанное масло – вывозится согласно договору специализированной организацией.
- Тара использованная (мешки) от химреагентов – вывозится автотранспортом по договору.
- Металлолом – сдача по договору на спецпредприятия на переработку.
- Огарки сварочных электродов – сдача по договору на спецпредприятия на переработку.
- ТБО – вывоз по договору №043-АПНО/19 от 21 февраля 2019 года ТОО «Макад Су-Е».
- Технологические характеристики работ по утилизации отходов бурения, как источника загрязнения окружающей среды.

Объем бурового шлама

Расчеты проведены согласно Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин, утвержденный приказом МООС РК от 3 мая 2012 года № 129-ө.

Объем шлама рассчитывается по формуле $V_m = V_n \cdot 1,2$,
где 1,2 -коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;
 V_n - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле: $V_n = \pi \cdot K \cdot R^2 \cdot L$, где

L – интервал проходки, м;

K - коэффициент каверзости;

R – радиус скважины, м.

Объем бурового шлама $V_m(\text{скв. №78}) =$
 $= 309,31 \cdot 1,2 = 371,17 \text{ м}^3$ или 482,52 тонн.

Объем бурового шлама $V_m(\text{скв. №№R101-105}) = 167,98 \cdot 1,2 = 201,58 \text{ м}^3$ или 262,05 тонн.

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он неопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. Буровой шлам может использоваться при строительстве внутрипромысловых дорог и буровых площадок. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится согласно договору.

Отработанный буровой раствор (ОБР)

2. Объем отработанного бурового раствора.

$V_{обр} = 1,2 \cdot V_n \cdot R + 0,5 \cdot V_{ц}$,

где R – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82
 $R = 1,052$.

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

Тогда $V_{обр}(\text{скв. №78}) = 1,2 \cdot 309,31 \cdot 1,052 + 0,5 \cdot 200 = 490,47 \text{ м}^3$ или 588,56 тонн.

Вобр (скв. №№R101-105) = $1,2 \times 167,98 \times 1,052 + 0,5 \times 200 = 312,06 \text{ м}^3$ или 374,47 тонн.

Буровые сточные воды

$$\text{ВБСВ(скв. №78)} = \text{ВОБР} * 2 = 490,47 * 2 = 980,94 \text{ м}^3$$

$$\text{ВБСВ(скв. №№R101-105)} = \text{ВОБР} * 2 = 312,06 * 2 = 624,12 \text{ м}^3$$

Отработанные масла. Количество отработанного масла от буровых установок принимается, согласно Сборника методик по расчету объемов образования отходов (Санкт-Петербург, 2001), из расчета 26 % от свежего моторного масла и 13% от свежего трансмиссионного масла.

Общий расход смазочных масел для буровых установок, согласно техническому проекту, составляет 2,6 т.

Расчет объема отработанного масла произведен, исходя из предположения, что масло состоит на 50% из моторного и на 50% из трансмиссионного масла.

Количество отработанного моторного масла составляет: $1,3 * 26 / 100 = 0,338 \text{ т}$;

Количество отработанного трансмиссионного масла составляет: $1,3 * 13 / 100 = 0,169 \text{ т}$.

Всего отработанного масла = 0,507 т. Отработанные масла подлежат передаче специализированной организации для утилизации.

Пустая бочкотара. Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Количество бочек 20 шт., вес каждой бочки 25 кг. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N * m$, где N – количество тары, шт.; m – средняя масса тары, т. $M = 20 * 0,025 = 0,5 \text{ т}$. Объем образования 0,5 тонн. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Использованная тара. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N * m$, где N – количество тары, шт; m – средняя масса тары, т. $M = 500 * 0,003 = 1,5 \text{ т}$. Объем образования использованной тары составит 1,5 т. Невозвратная тара из дерева бумаги, пластика, ткани. Подлежит размещению на полигоне твёрдых бытовых отходов по договору.

Металлолом. В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $N = n * \alpha * M$, где n – число единиц оборудования, использованного в течении года, α – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174), M – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.). $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02 \text{ т}$. Металлолом передаётся специализированному предприятию для переработки.

Огарки электродов сварки. Расчет объема образования огарков электродов сварки, произведен согласно «Временных методических рекомендаций...» (7) по формуле: $M = G * n * 10^{-5} \text{ т/год}$, где G – количество использованных электродов, 500 кг/год; n – норматив образования огарков от расхода электродов, 15%. $M = 500 * 15 * 10^{-5} = 0,075$. Объем 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 буровых площадках - 35 человек на месторождении. Период работ составляет 287 суток при строительстве скв. №78 и от 217 до 224 дней при строительстве скв. №№R101-105. Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов и размещения отходов производства» средние нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год составляют: на буровых площадках (в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом) – 0,36 т/год, на месторождении (в кварталах с застройкой высшего типа) – 0,26 т/год.

Общее годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = \sum_{i=1}^n p \times m,$$

где $M_{обр}$ – годовое количество отходов, т/год;

p – норма накопления отходов, т/год (m^3 /год);

m – численность работающих, чел.

Количество ТБО составит:

$$M_{обр} \text{ (скв. №78,)} = (0,36 \cdot 20 + 0,26 \cdot 15) / 365 \cdot 365 = 11,1 \text{ т/год.}$$

$$M_{обр} \text{ (скв. №R101-105)} = (0,36 \cdot 20 + 0,26 \cdot 15) / 365 \cdot 223 = 6,78 \text{ т/год.}$$

6.8.2. Обращение с отходами

Обращение с отходами осуществляется в соответствии с требованиями «Единых правил охраны недр при разработке месторождений твердых полезных ископаемых, нефти, газа, подземных вод в Республике Казахстан», утверждённых Постановлением Правительства Республики Казахстан от 21 июля 1999 года № 1019:

- на объектах работ должен производиться учет движения всех видов отходов;
- проводятся работы по предотвращению загрязнения подземных водных источников вследствие утилизации отходов производства;
- предусматривается инженерная система организованного сбора отходов бурения, хранения и гидроизоляция технологических площадок;
- рациональное использование отходов производства.

При передаче отходов подрядным организациям для вывоза, следует предварительно подготовить отходы к транспортировке. Упаковка должна обеспечивать экологически безопасную транспортировку. Компании, оказывающие услуги по вывозу отходов, предоставляют контейнеры/бункеры для сбора и транспортировки опасных видов отходов.

Буровые отходы: Буровой шлам, ОБР и БСВ –

- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- обратное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- отведение отходов бурения в передвижные емкости с последующим вывозом их для утилизации.

Отработанное масло – вывозится по договору специализированной организацией.

Тара использованная (мешки) от химреагентов – вывозится автотранспортом по договору специализированной организацией.

Металлолом – сдача по договору на спецпредприятия на переработку.

Огарки сварочных электродов – сдача по договору на спецпредприятия на переработку.

ТБО - вывоз по договору специализированной организацией.

Все образующиеся при строительстве скважины отходы производства и потребления временно складываются на буровой площадке и по мере накопления вывозятся по договорам в специализированные предприятия на переработку или утилизацию по договору.

Согласно статьи 283 п.4 Экологического Кодекса Республики Казахстан все образовавшиеся отходы передаются специализированной организации, которая вывозит буровые отходы с месторождения на собственный полигон, с последующей переработкой, химическим методом на специальной установке.

Физико-химический метод обезвреживания отходов бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор).

Физико-химический метод обезвреживания промышленных отходов, с применением строительной извести, целлюлозы, бентонита (гелеобразующий реагент), буретана (реагент А) является разработкой Уфимского Государственного Нефтяного Технического Университета «НИПИНефтегаз».

В процессе обезвреживания отходов физико-химическим методом используются следующие реагенты:

строительная известь (ГОСТ 9179) -10-15% масс – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов и буровых реагентов. Строительная известь применяется для приготовления растворов и бетонов, вяжущих материалов.

бентонит – 2-3% масс-гелеобразующий реагент ТУ 2164-006-41219638 «Глинопорошки для буровых растворов».

Бентонитом принято называть глину, содержащую не менее 70% минерала группы монтмориллонита. Монтмориллонит – это высокодисперсный слоистый алюмосиликат, в котором за счет нестехиометрических замещений катионов кристаллической решетки, появляется избыточный отрицательный заряд, который компенсирует обменные катионы, расположенные в межслоевом пространстве. Этим обусловлена высокая гидрофильность бентонита. При затворении бентонита водой она проникает в межслоевое пространство монтмориллонита, гидратирует его поверхность и обменные катионы, что вызывает набухание минерала. При дальнейшем разбавлении водой бентонит образует устойчивую вязкую суспензию с выраженными тиксотропными свойствами. Монтмориллонит обладает высокими катионообменными и адсорбционными свойствами.

Благодаря отмеченным выше свойствам, бентонит нашел широкое применение как вязко-гелеобразователь и понизитель фильтрации в приготовлении буровых растворов для бурения скважин и переходов, как связующее в форморочных смесях и железорудных окатышах, а также как гидроизоляционный и адсорбционный материал.

-целлюлоза-2-3% (опилки лиственных пород деревьев) – структурообразователь;

-реагент А (Буретан) – 0,05-0,06% ТУ 6-02-00209912-59-96-комплексобразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Водопоглощающее вещество, буретан или полимер акриламида АК 639 водопоглощающий.

Загрузка отходов для смешивания их с реагентами производится в специальный бункер или емкость, изготовленные из химически инертного материала, необходимого объема с перемешивающим устройством. На площадках специализированной компании по вывозу и утилизации отходов, перемешивание производится в мобильном перемешивающем устройстве HZS50 (производство Китай), состоящем из трех загрузочных бункеров, двухвального смесителя, устройства дозирования воды и реагентов, электронной системы и пневмосистемы.

Перед загрузкой буровых отходов в бункер или емкость, технологическим процессом предусматривается проведение процесса осушки отходов. Для этого буровые отходы, имеющие пастообразную фракцию и осадок образованный в процессе отделения

воды из буровых растворов, смешиваются с отходами твердой фракции и распределяются ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры. Параллельно с процессом сушки производится процесс сортировки завезенных отходов на предмет выявления в них посторонних отходов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

Таким образом, из результатов исследований следует рекомендовать следующий оптимальный состав реагентов для обезвреживания буровых отходов: строительная известь (ГОСТ 9179) – 10-15% масс, целлюлоза – 2-3% масс, бентонит – 2-3% масс, реагент А – 0,05-0,06% масс, техническая вода – 30% масс.

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора выглядит следующим образом.

Отстаивание жидкого бурового раствора и отделение жидкости.

Удаление воды возможно только в количестве 20-25%, дальнейшее удаление не позволит перекачать раствор, он будет не текучим.

Сушка бурового осадка, образованного в процессе отделения воды.

Осадок, образованный в процессе отделения воды, смешивается с отходами твердой фракции и распределяется ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры.

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость.

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

Равномерное перемешивание отходов с реагентами.

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг/тонну – гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов нефтепродуктов. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

Обезвреживание отходов.

После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

Вывоз обезвреженного материала.

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Карта процесса обезвреживания пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама выглядит следующим образом:

Анализ состояния пастообразного бурового раствора или пастообразного шлама.

Анализ компонентного и качественного состава отходов определяется исходя из представленных данных, указанных в соответствующих разделах паспорта отходов или на основании проведенных анализов.

Сушка пастообразного бурового раствора и пастообразного шлама.

Пастообразные буровые отходы смешиваются с отходами твердой фракции и распределяются ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи

спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры. Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

Равномерное перемешивание отходов с реагентами.

Первоначально добавляют опилки из расчета 20-30 кг на 1 тонну отхода, как структурообразователь, затем добавляют бентонит из расчета 20-30 кг на 1 тонну – гелеобразующий реагент, строительную известь (ГОСТ 9179) из расчета 100-150 кг/тонну – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов буровых реагентов и в самом конце процесса перемешивания добавляется реагент А (Буретан) из расчета 0,5-0,6 кг/тонну – комплексообразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Для получения однородной массы предусматривается добавление воды из расчета 300л на 1 тонну отхода. После добавления реагентов в отходы, смесь тщательно перемешивают до образования однородной массы.

Обезвреживание отходов.

После перемешивания полученную массу размещают в отвалы или сливают в сборную емкость. Расчетное время обезвреживания – 3 суток.

Вывоз обезвреженного материала.

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Продукт (грунт), образующийся в результате обезвреживания бурового шлама и раствора физико-химическим способом, пригоден для использования в строительстве, при прокладке дорог, отсыпке земляных насыпей и может быть реализован сторонним потребителям. Продукт представляет собой минеральный гидрофобный порошок, который можно использовать в качестве добавки для асфальтобетонных смесей, а также в качестве конструктивных элементов автодорог, гидрорерывающих и дополнительных слоев земляного полотна.

Санитарно – гигиенические параметры характеристики отходов, которая позволяет определить потенциально возможные изменения в компонентах окружающей природной среды и вызванные ими последствия в окружающей среде, приведены в таблице 4.7.1.

Таблица 4.7.1.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОТХОДОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ В СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ ПРЕДПРИЯТИЯ, И ИХ МЕСТ ХРАНЕНИЯ

№ п/п	Цех, участок	Источник образования (получения) отходов	Код отходов	Наименование отходов	Список отходов	Физико - химическая характеристика отходов				Нормативное количество образования отходов, т/год	Место временного хранения отходов			Удаление отходов		Примечания
						Агрегатное состояние	растворимость	летучесть	содержание основных компонентов %		№ под общей нумерации	характеристика места хранения отхода	накоплено на момент инвентаризации	способ и периодичность удаления	куда удаляется отход	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Период бурения	Отходы бурения	050100	Буровой шлам	Янтарный	Пастообразные	Нерастворимые	Нелетучие	- глина – до 30%; - утяжелитель – до 30%; - нефть – до 7.5%; - прочие компоненты – 32.5%.	482,52 /262,05	1	Контейнеры металлические на буровой площадке	отсутствует	По мере накопления	Передача специализированным предприятиям	
2	Период бурения Скв.	Отходы бурения	050101	Отработанный буровой раствор	Янтарный	Пастообразные	Нерастворимые	Нелетучие	твердая фаза - 14,0-17,3 %, жидкая фаза - 81,3-83,4%, нефть - 1,4-2,6%; ХПК - 4,82-17,5 г/дм3, минерализация флокулянта- 0,96-1,075 г/дм3	980,94/ 624,12	2	Емкость металлическая на буровой площадке	отсутствует	По мере накопления	Передача специализированным предприятиям	
3	Период Бурения	Эксплуатация автотранспорта, спецтехники и пр.	130202	Отработанные масла	Янтарный	Жидкие	Нерастворимые	Летучие	Углеводороды предельные C6-C10 80 Углеводороды непредельные C2-C5 16,57 Примесь 1,7	0,507	3	Специальные емкости в специальном месте	отсутствует	По мере накопления	Передача специализированным предприятиям	
4	Период бурения	Сварочные работы	170607	Огарки сварочных электродов	Зеленый	Твердые	Нерастворимые	Нелетучие	Железо-93,2, сажа-4,9 марганец-0,4 железа окислы - 1,5	0,075	5	Контейнер, покрытие бетонное	отсутствует	По мере накопления	Передача специализированным предприятиям	
5	Период бурения	Списание оборудов. приборов, транспорта	170605	Металлолом	Зеленый	Твердые	Нерастворимые	Нелетучие	Железо-95, углерод -3, Fe2O3 - 2	2,02	6	ПВХМ	5043	По мере накопления	Передача специализированным предприятиям	
6	Административ. и бытовые помещения	Административно-хозяйствен. деятельность	200100	Коммунальные (ТБО) отходы	Зеленый	Твердые	Нерастворимые	Нелетучие	Органические материалы-77 Полимеры-12 Стекло - 6	11,1/ 6,78	7	Контейнер, покрытие бетонное	отсутствует	По мере накопления	Передача специализированным предприятиям	
7	Буровая площадка	Химизация скважин	150200	Пустая бочкотара	Зеленый	Твердые	Нерастворимые	Нелетучие	Железо-95, Fe2O3-2, углерод-3	0,5	8	Специально отведенное место	отсутствует	По мере накопления	Передача специализированным предприятиям	
8	Буровая площадка	Химизация скважин	150200	Использованная тара	Зеленый	Твердые	Нерастворимые	Нелетучие	Пластмасса	1,5	9	Специально отведенное место	отсутствует	По мере накопления	Передача спец. Предпр.	

Таблица 4.7.2.

ПЛАН-ГРАФИК КОНТРОЛЯ ЗА БЕЗОПАСНЫМ ОБРАЩЕНИЕМ С ОТХОДАМИ В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН											
Место временного хранения отходов		Виды отходов			Норматив поступления, тонн на период бурения	Предельное количество временного накопления	Контролируемый объект окружающей среды	Контролируемые вещества	Метод контроля	Периодичность	Кем осуществляется контроль
№	Наименование	Наименование	Уровень опасности	Физико-химическая характеристика							
1	2	3	4	5	1 скважина	7	8	9	10	11	12
1	Контейнеры металлические на буровой площадке с вывозом на полигон	Буровой шлам	Янтарный	Пожароопасные, пастообразные, не растворимые	482,52 /262,05	По мере накопления	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Лаборатория
2	Емкость металлическая на буровой площадке с вывозом на полигон	ОБР	Янтарный	Пожароопасные, пастообразные, не растворимые	980,94/ 624,12	По мере накопления	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Лаборатория Служба ООС
3	Герметичная емкость с крышкой	отработанные масла	Янтарный	Пожароопасные, жидкие, не растворимые	0,507	По мере накопления	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Служба ООС
4	Контейнер металлический	Огарки сварочных электродов	Зеленый	Твёрдые, не пожароопасные, не растворимые	0,075	По мере накопления	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Служба ООС
5	Площадка временного хранения	Металлолом	Зеленый	Твёрдые, не пожароопасные, не растворимые	2,02	По мере накопления	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Служба ООС
6	Контейнеры на площадке полевого лагеря	ТБО	Зеленый	Твёрдый бумажный упаковочный материал, пластик. бутылки	11,1/ 6,78	Ежедневно	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Служба ООС
7	Площадка временного хранения отходов	Пустая бочкотара	Зеленый	Твёрдые, не пожароопасные, не растворимые	0,5	Вывоз по мере образования	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Служба ООС
8	Площадка временного хранения отходов	Использованная тара	Зеленый	Твёрдые, пожароопасные, не растворимые	1,5	Вывоз по мере образования	Не контр.	Не контр.	Визуальный	Постоянный контроль	Служба ООС
	Всего				1479,16/ 897,55						

Примечание: Также необходимо производить контроль за безопасным обращением с отходами, за соблюдением правил хранения отходов и за своевременным вывозом по договорам.

Таблица 4.7.3

Ориентировочные нормы образования отходов при строительстве скважин №78 в 2022 г.

Наименование отхода	Наименование по списку	Цифровой код (международный классификатор)	период бурения	Место размещения/Способ утилизации	Продукт переработки
1	2	3	5	7	8
Отходы бурения, тонн	Янтарный	AE040	1463,46	Физико-химический метод	Грунт техногенный дисперсный, применяется в дорожном строительстве.
ТБО, тонн	Зеленый	GO060	11,1	Термический метод	Вторсырье, балласт, зола
Металлолом, тонн	Зеленый	GA090	2,02	аккумуляирование материала для последующего удаления с помощью любой операции по утилизации или регенерации	Переплавленный металл для вторичного использования
Отработанные масла, тонн	Янтарный	AC030	0,507	Повторная перегонка (рафинирование)	Повторное использование нефтепродуктов для смазки и прочее
Огарки использованных электродов	Зеленый	GA090	0,075	аккумуляирование материала для последующего удаления	Переплавленный металл для вторичного использования
Отходы использованной тары, тонн	Зеленый	GH014.1	2	аккумуляирование материала для последующего удаления с помощью любой операции по утилизации или регенерации	Повторное использование пригодной тары, переплавка непригодных на вторсырье
Итого, в том числе			1479,16		
	Зеленый		14,69		
	Янтарный		1464,47		

Таблица 4.7.4

Ориентировочные нормы образования отходов при строительстве скважин №№R101-105 в 2021-2022 гг.

Наименование отхода	Наименование по списку	Цифровой код (международный классификатор)	период бурения		Место размещения/Способ утилизации	Продукт переработки
			от 1 скважины	от 5 скважин		
1	2	3	5	6	7	8
Отходы бурения, тонн	Янтарный	AE040	886,17	1772,34	Физико-химический метод	Грунт техногенный дисперсный, применяется в дорожном строительстве.
ТБО, тонн	Зеленый	GO060	6,78	13,56	Термический метод	Вторсырье, балласт, зола
Металлолом, тонн	Зеленый	GA090	2,02	4,04	аккумуляирование материала для последующего удаления с помощью любой операции по утилизации или регенерации	Переплавленный металл для вторичного использования
Отработанные масла, тонн	Янтарный	AC030	0,507	1,014	Повторная перегонка (рафинирование)	Повторное использование нефтепродуктов для смазки и прочее
Огарки использованных электродов	Зеленый	GA090	0,075	0,15	аккумуляирование материала для последующего удаления	Переплавленный металл для вторичного использования
Отходы использованной тары, тонн	Зеленый	GH014.1	2	4	аккумуляирование материала для последующего удаления с помощью любой операции по утилизации или регенерации	Повторное использование пригодной тары, переплавка непригодных на вторсырье
Итого, в том числе			897,55	1795,1		
	Зеленый		10,87	21,74		
	Янтарный		886,68	1773,36		

Отходы подлежат переработке и утилизации в специально отведенных местах. Утилизация отходов осуществляется специализированными организациями по договору. При передаче отходов подрядным организациям для вывоза, следует предварительно подготовить отходы к транспортировке. Упаковка должна обеспечивать экологически безопасную транспортировку.

Компании, оказывающие услуги по вывозу отходов, предоставляют контейнеры/бункеры для сбора и транспортировки опасных видов отходов.

6.8.3. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации 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.

6.8.4. 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.

6.8.5. Воздействие отходов производства и потребление на окружающую среду

Основными принципами ТОО «АП-Нафта Оперейтинг» 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 бурового раствора в циркуляционной системе;
- обратное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- отведение отходов бурения 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 вахтовый поселок 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).

6.8.6. 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.
- Контроль гидроизоляции технологических площадок под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора.
- Осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты.
- Разработка методов очистки и восстановления отработанного бурового раствора в целях повторного использования для бурения новых скважин.
- Проектирование надежных средств автоматизации и контроля технологических процессов приготовления цементных смесей, приготовления химических смесей для буровых растворов, 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 исследований методов переработки, использования бурового шлама.
- Разработка проекта рекультивации нарушенных территорий с использованием обработанных (отверждённых и др.) отходов бурения.
- Организация, в целях обеспечения экологически безопасного удаления отходов, обращения с отходами в следующей иерархической последовательности:
 - ❖ Принятие мер по снижению объёмов 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.
 - ❖ Регенерация/утилизация в целях вовлечения в хозяйственный оборот.
 - ❖ Переработка в целях обезвреживания методами: биохимическим, термическим, физическим.
 - ❖ Размещение отходов, включая любую операцию по хранению и захоронению 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.

4.8. Воздействие на почвенно-растительный покров.

4.8.1. Источники, виды воздействия и критерии оценки

Источниками воздействия являются:

- изъятие земель;
- передвижение транспорта и специальной техники;
- подготовка поверхности для строительства скважины и иных технологических объектов, в том числе устройство базового полевого лагеря;
- выбросы химических загрязняющих веществ в атмосферу;
- твердые производственные и бытовые отходы, сточные воды.

Антропогенные факторы воздействия подразделяются на две большие группы: физические и химические. Влияние физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенно-растительный покров, вызывающим механические нарушения; химические факторы вызывают загрязнение окружающей среды и отдельных ее компонентов, включая почвы.

Изъятие земель. Изъятие земель создает препятствие для использования земельных ресурсов в иных целях и может вызвать нарушение сложившихся систем землепользования и ведения хозяйственной деятельности проживающего населения.

Степень воздействия при изъятии сельскохозяйственных угодий из производства, создание препятствий к использованию земельных ресурсов в других целях определяется площадью изымаемых земель, интенсивностью ведения сельскохозяйственного производства, количеством занятого в нем местного населения, близостью крупных населенных пунктов.

Передвижение транспорта и специальной техники. Деграция земель, связанная с транспортом, обусловлена как чрезмерным количеством автотранспорта, включая тяжелые строительные машины, так и ездой по несанкционированным дорогам (дорожная дигрессия) и особенно актуальна в пустынной природной зоне, где почвенно-растительные экосистемы наиболее ранимы.

При транспортном воздействии происходит частичное или полное разрушение почвенных горизонтов, их распыление и уплотнение, частичное или полное уничтожение растительности.

Степень деформирования почвенного профиля находится в прямой зависимости от свойств генетических горизонтов и мощности нагрузки. При этом из почвенных свойств очень большое значение имеют показатели механического состава, влажности, содержания водопрочных агрегатов и тонкодисперсного материала в горизонтах.

При оценке нарушенности почв грунтовыми дорогами руководствуются показателями, приведенными в монографии «Методология оценки состояния и картографирования экосистемы в экстремальных условиях» (Пушино, 1993). Основными критериями дорожной дигрессии являются глубина нарушений, определяемая врезом колеи и уплотнением генетических горизонтов почв, ширина линейных нарушений, стимулирование развития эрозионных процессов.

При формировании дорожной сети на первоначальном этапе происходит уплотнение поверхностных горизонтов, которое не сопровождается серьезными изменениями в физико-химических свойствах почв. При усилении нагрузок значительно уплотняются подпочвенные горизонты, а в верхних горизонтах полностью нарушается структура почвенных агрегатов, и почвенная масса приобретает раздельно-частично-пылеватое сложение.

В результате на нарушенных участках формируются почвы с измененными морфологическими, химическими и биологическими свойствами. В таком состоянии почвенная масса легко подвержена процессам дефляции. Выносимые с дорог пылеватые частицы вместе с выбросами продуктов сгорания транспортом загрязняют прилегающие территории. Дорожная колея, особенно на склонах, может способствовать развитию линейной водной эрозии с образованием промоин и овражной сети.

Дороги с усовершенствованным покрытием представляют собой самостоятельные антропогенные объекты с сильной и необратимой степенью воздействия на экосистемы. Они отличаются более широкой полосой деграции, так как строительство их сопровождается выемкой грунта вдоль трассы, кроме того, параллельно им часто накатываются боковые грунтовые дороги.

Механические нарушения. Ведение планировочных работ на площадке под буровую (промышленная зона) и жилой поселок, срезка верхнего слоя грунта для заливки цементом площадки под буровое оборудование, обваловка буровой площадки, блока ГСМ и емкостей вызовет развитие механических нарушений почв, уничтожение естественных почвенно-растительных экосистем на всей территории ведения работ.

Механические нарушения почв выражаются в изменении естественного (природного) сложения, уничтожении наиболее плодородных верхних горизонтов почв, разрушении их структурного состояния и переуплотнении, повреждении земной

поверхности и изменении микрорельефа местности (траншеи, отвалы, выбросы, спланированные участки, колеи дорог), приводят к нарушению морфологических и биохимических свойств почв.

На участках, подверженным механическим нарушениям, уничтожается растительный покров, животные лишаются мест обитания и кормовой базы.

Механические нарушения сопровождаются резким снижением устойчивости почв к действию природных факторов, что становится первопричиной развития дефляции и водной эрозии.

Степень деградации земель и экологическое состояние почв при механических нарушениях определяются, прежде всего, площадью нарушенных земель, морфометрической характеристикой рельефа в соответствии с ГОСТ 17.5.1.02-78 (Классификация нарушенных земель для рекультивации), глубиной нарушения литологического строения почв, переуплотнением почв, перекрытостью поверхности посторонними (абиотическими) наносами, наличием плодородного слоя и потенциально плодородных пород согласно ГОСТ 17.4.3.02-85 (Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ) и ГОСТ 17.5.3.06-85 (Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ).

Степень изменения свойств почв находится в прямой связи с их удельным сопротивлением к деформации, которое зависит от генетических свойств, при этом большое значение имеют показатели механического состава, влажности, содержания водопрочных агрегатов и высокомолекулярных гумусовых соединений. Характер нарушений определяется видом и тяжестью нагрузок, а также устойчивостью почв – внутренней способностью противостоять данному типу нагрузок.

При полевой оценке нарушенности почвенного покрова, возникающей при механических воздействиях, учитывают состояние почвенных горизонтов, их мощность, уплотнение, структуру, мощность насыпного слоя грунта, проявление процессов дефляции и водной эрозии.

В «Научно-методических указаниях по мониторингу земель Республики Казахстан» (Алматы, 1993) предлагается оценивать степень разрушения почвенного профиля по глубине проникновения нарушений следующим образом:

- слабая степень – глубина разрушения до 5 см,
- средняя степень - глубина разрушения 6-10 см,
- сильная степень - глубина разрушения 11-15 см,
- очень сильная степень - глубина разрушения более 15 см.

Оценка степени устойчивости почвенного покрова к техногенному воздействию является одной из основополагающих характеристик достоверности прогнозирования возможных изменений природной среды в результате проведения различных работ. В понятие устойчивости входит как сопротивляемость внешним воздействиям, так и способность восстановления нарушенных этим воздействием свойств и параметров режимов почв в условиях действующих внутренних и внешних возмущений.

Химическое загрязнение. Химическое загрязнение вызывает изменение химического состава почв в результате антропогенной деятельности, которое может привести к загрязнению смежных природных сред, ухудшению жизнедеятельности растительности и животных, включая человека.

Основным депонентом загрязняющих веществ является самый верхний почвенный горизонт. Глубина и формы трансформации свойств исходных почв зависят от продолжительности загрязнения, количества и состава (геохимической активности) загрязняющих веществ, местных ландшафтно-геохимических особенностей территории.

К основным потенциальным загрязнителям окружающей среды при проведении работ:

- буровые и тампонажные растворы;

- буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ);
- продукты испытания скважин (пластовый) флюид: газ, нефть, газоконденсат, минерализованная вода);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- химические реагенты и материалы для приготовления, утяжеления, обработки буровых и тампонажных растворов.

Возможные пути попадания указанных загрязнителей в природные воды и почву следующие:

- загрязнение почв и грунтовых вод в результате отсутствия надежной гидроизоляции технологических площадок (под вышечно-лебедочным, силовым и насосным блоками, циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора):

- попадание загрязнителей в почву и в грунтовые воды при открытых фонтанах, аварийных разливах нефти в ходе испытания скважины, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов и разрушении металлических емкостей, разлива ГСМ и отработанных масел;

- поступление в природные объекты материалов и химических реагентов для приготовления буровых и цементных растворов при нарушении требований в процессе их погрузки, транспортировки, разгрузки и хранения.

Химическое воздействие на почвенно-растительный покров оказывается в ходе бурения и испытания скважины главным образом от производственно-технологических отходов бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой.

Процесс загрязнения почвогрунтов отходами бурения сопровождается следующими стадиями:

- образование поверхностного ареала загрязнения и незначительным проникновением компонентов отходов бурения в грунтовую среду,
- вертикальной инфильтрацией жидких компонентов,
- боковой миграцией загрязнителей.

Характер загрязнения почвогрунтов на второй и третьей стадии определяется главным образом проницаемостью грунта, его состоянием, положением уровня грунтовых вод и временем.

Высокая минерализация и щелочность бурового раствора являются основными факторами отрицательного влияния их на свойства почв, вызывая резкое увеличение засоленности почвы.

Согласно ГОСТ 17.4.1.02-83 “Классификация химических веществ для контроля загрязнения”, по степени опасности химические вещества подразделяют на три класса:

- вещества высоко опасные (мышьяк, кадмий, ртуть, селен, свинец, цинк, фтор, бенз(а)перен);
- вещества умеренно опасные (бор, кобальт, никель, молибден, медь, сурьма, хром);
- вещества мало опасные (барий, ванадий, вольфрам, марганец, стронций, ацетофен). Сюда же в соответствии с «Экологическими требованиями...» (Астана, 2005) относятся нефть и нефтепродукты.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно-допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами.

ПДК веществ, загрязняющих почву, утверждены совместным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от "30" января 2004г. №99 и Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от "27" января 2004г. №21-П.

При отсутствии для загрязняющего вещества значений ПДК предлагается использовать его среднее содержание в почве (кларк).

Пределы загрязнения почв сырой нефтью и нефтепродуктами в Республике Казахстан определены нормирующими документами только для трех месторождений (Жетыбай, Каражанбасское и Каламкас). Поэтому для количественной оценки степени загрязнения почв нефтью объектов НХК предлагается использовать «Экологические требования в области охраны и использования земельных ресурсов (в том числе земель сельскохозяйственного назначения)», утвержденные Приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 21 февраля 2005 года № 62-п, в которых установлено пять уровней загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами. Показатели уровней загрязнения приведены в таблице 4.8.1.

Таблица 4.8.1.

Показатели уровней загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами

Параметры	Содержание (мг/кг), соответствующее уровню загрязнения				
	1 уровень допустимый	2 уровень низкий	3 уровень средний	4 уровень высокий	5 уровень очень высокий
Нефть и нефтепродукты	<1000	1000-2000	2000-3000	3000-5000	>5000

По степени загрязнения почвы подразделяют на сильнозагрязненные, среднезагрязненные, слабозагрязненные и незагрязненные (ГОСТ 17.4.3.06-86 Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ).

К сильнозагрязненным отнесены почвы, содержание загрязняющих веществ в которых в несколько раз превышает ПДК.

К среднезагрязненным отнесены почвы, в которых установлено превышение ПДК без видимых изменений в свойствах почв.

Слабозагрязненными являются почвы, содержание химических веществ в которых не превышает ПДК, но выше естественного фона.

Незагрязненные почвы характеризуются фоновым содержанием загрязняющих веществ.

4.8.2. Оценка воздействия на почвенно-растительный покров

Отвод земель

В соответствии с земельным кодексом Республики Казахстан, на земельные участки в районе ведения разведочных работ будет установлено право ограниченного целевого пользования (сервитут) без изъятия земель у собственника. Непосредственно под площадки буровых для скважины во временное пользование необходим отвод земель. Изымаемые земли представлены пастбищами низкого качества.

Отчуждение земель, учитывая небольшую площадь и низкое качество почв существенного влияния на сложившиеся методы землепользования, традиционные системы хозяйствования и экологическое состояние почв не окажет. Временно изымаемые земли, после проведения рекультивации, в установленном порядке будут переданы их постоянным пользователям.

Транспортная дигрессия. Транспортная дигрессия является разновидностью механических нарушений. В районе ведения работ транспортная инфраструктура хорошо

развита и будет максимально использована. Непосредственно к скважинам будут проложены временные автодороги небольшой протяженности, которые после проведения буровых работ подлежат рекультивации.

В случае движения транспорта вне дорог произойдет уплотнение почв по всему профилю, разрушение микроагрегатного состава, ухудшение водно-физических свойств. Растительность подвергнется фрагментарному уничтожению. На склоновых формах рельефа, колеи от колес машин могут стимулировать развитие водной эрозии.

Проектом предусмотрена организация и контроль движения транспорта, запрет езды по несанкционированным автодорогам и бездорожью. Учитывая краткосрочность реализации проекта, воздействие транспортной дигрессии на почвенно-растительный покров ожидается слабое.

Механические нарушения. Степень негативного воздействия механических нарушений определяется их площадью, глубиной проникновения, качеством и устойчивостью к механическому нарушению самих почв. Механическим нарушениям будут подвержены почвы и растительность на участках размещения промышленной площадки буровой и места, занятые вахтовым поселком (жилые вагончики). Предусмотренными проектом решениями, поверхность почв будет спланирована, что приведет к полному уничтожению растительности и поверхностных, наиболее плодородных слоев почв.

При невыполнении технологии ведения работ и экологических требований, в результате движения автомашин и строительной техники может быть нарушен почвенно-растительный покров территорий, прилегающих к площадкам. Степень этих нарушений невелика, однако площадь может быть значительна. Почвы расположения промышленных площадок и вахтового поселка характеризуются низким плодородием, сильной солоцеватостью и засолением. В соответствии с ГОСТ 17.4.3.02-85 (Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ), снятие и сохранение плодородного слоя и потенциально плодородных пород не требуется. Перед началом обустройства площадки будут проведены инженерно-технологические изыскания и почвенные исследования с целью уточнения и выдачи рекомендаций по снятию и складированию почвенного слоя.

Почвенный покров характеризуемой территории обладает различной устойчивостью к механическим воздействиям, обусловленной различием физико-химических свойств почв. Наибольшей устойчивостью обладают солонцы светлокаштановых почв, зональные почвы тяжелого механического состава. Наименее устойчивы к механическому воздействию супесчаные и песчаные.

Учитывая низкое естественное плодородие почв, относительно небольшую площадь, механические нарушения почвенно-растительного покрова, при выполнении природоохранных мероприятий, будут соответствовать слабой степени и значительного ущерба земельным ресурсам не нанесут.

Химическое загрязнение. Наиболее опасным видом негативного воздействия на окружающую среду при переработке и транспортировке газа является возможное загрязнение почв, растительности, поверхностных и грунтовых вод нефтяными углеводородами и сопутствующими токсичными химическими веществами.

Среди загрязняющих почву химических компонентов особо опасны металлосодержащие соединения, которые могут вызвать у живых организмов различные заболевания, в частности нарушения иммунной системы. Металлосодержащие соединения нефтяных углеводородов по своей химической природе – это соли металлов, элементоорганические соединения, комплексы с ароматическими или гетероорганическими соединениями (Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Тяжелые металлы как супертоксиканты XXI века: Учебное пособие. – М.: Изд-во РУДН, 2002. Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде. М, изд-во РУДН, 2004)

Химическое загрязнение вызывает изменение химического состава почв в результате антропогенной деятельности, способное вызвать ухудшение ее качества (ГОСТ 17.4.1.03-84 Термины и определения химического загрязнения), приводит к загрязнению смежных природных сред, ухудшению жизнедеятельности растительности и животных, включая человека.

Основным депонентом загрязняющих веществ является самый верхний почвенный горизонт. Перераспределение поллютантов по вертикали и латерали почвенного профиля зависит, в основном, от ландшафтно-геохимических условий и свойств самого загрязнителя. Условия миграции, наряду с содержанием загрязняющих веществ в осадениях, определяют скорость достижения критического уровня концентраций, установленного действующими нормативами или носящего рекомендуемый характер.

При штатном режиме работы химическое загрязнение почв мало вероятно. Возможное загрязнение почво-грунтов связано, главным образом, с выбросами токсичных веществ с выхлопными газами автотранспортом, оборудованием и строительной техникой, разливами горюче-смазочных материалов, промышленными и бытовыми отходами. При организованном техническом уходе и обслуживании рабочего оборудования, строительной техники и автотранспорта, выполнении экологических решений проектов, воздействие строительства объектов на загрязнение почв углеводородами и тяжелыми металлами незначительно.

Проектными решениями предусмотрены мероприятия, исключающие попадание твердых и жидких промышленно-бытовых отходов в почвы.

Возможность загрязнения почв и растительности из воздуха ограничено санитарно-защитной зоной (СЗЗ). Краткосрочность ведения работ и высокая буферность почв к потенциально возможному выпадению из атмосферы окислов азота и серы, обусловленные щелочной реакцией и высокой карбонатностью почв, препятствуют изменению существующего химического состава почв.

Для контроля за загрязнением почв необходимо ведение производственного мониторинга.

4.8.3. Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на почвенно-растительный покров.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

1. Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
2. Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.
3. Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).
4. Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.
5. Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

6. Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

7. В местах хранения отходов будет исключена возможность их попадания в почвы.

8. Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

9. Дозировка химических реагентов будет проводиться только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

10. Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

С целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотрено ведение производственного мониторинга.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка после завершения буровых работ в соответствии включает следующие работы:

- своевременное проведение технической рекультивации;
- проведение биологической рекультивации.

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

- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить и отправить на спецполигон;
- при ликвидации скважин отходы бурения отправить в шламовый амбар и вывезти на спецполигон по договору, провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены.

Таблица 4.8.3.

ОБЪЕМ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕКУЛЬТИВАЦИИ

Наименование и характеристика работ	Количество
1. Транспортировка механизмов на участок работ	1 комплект
2. Разбивка бетона после демонтажа бурового оборудования	10 м ³
3. Вывоз металлолома	
4. Снятие загрязненного грунта и сбор мусора	уточняется при ликвидации
5. Механизированная планировка выравниванием нарушенной площади	0000 м ²
6. Вспашка дороги к буровой	плугом

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородия почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их народном хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Биологическая рекультивация может быть произведена основным землепользователем с выделением ему соответствующих средств для этой цели.

Технология работ на земле с нарушенным почвенным покровом. По окончании работ, площадка очищается от технологических отходов, планируется и покрывается ровным слоем сохраненной плодородной почвы.

Затем проводится биологическая рекультивация, направленная на восстановление и повышение биологической активности нанесенного плодородного слоя почвы путем внесения в нее органических и минеральных удобрений, выращивания в течении ряда лет почвоулучшающих культур.

Обработка почвы и уход за ней производятся в соответствии с зональными правилами агротехники, в технологической последовательности и в объемах, заложенных в смете.

До полного восстановления плодородия нанесенного плодородного слоя рекультивируемые земли находятся в стадии воздействия органических и минеральных удобрений, системы обработки, растущих культур. Нанесенный плодородный слой земли должен приобрести первичные параметры, которые были до нарушения, и давать ту же продукцию.

В связи с тем, что снимается, хранится и наносится на рекультивируемую поверхность только плодородный слой, период мелиоративной подготовки составляет на пашне не более 2-х лет, а на пастбищах 3-х лет. Для залужения участка предусматривается травосмесь, которая обеспечивает более высокие и стабильные урожаи. В состав травосмеси включаются виды многолетних трав, которые в данной почвенно-климатической зоне засухоустойчивы, зимостойкие, менее требовательные к почвенному плодородию. Злаковые травы, обладая мочковатой корневой системой, способствуют скреплению верхних слоев грунта и накопления органического вещества, а бобовые растения за счет корневой системы стержневого типа и наличия на корнях азотофиксирующих клубеньковых бактерий извлекают питательные вещества и влагу из более глубоких слоев и обогащают грунт азотом.

Дополнительно вносятся органических удобрений - 50 т/га, минеральных - 2 ц/га для компенсации возможных потерь питательных веществ при проведении технического этапа рекультивации.

Необходимо периодически проводить анализ проб почв по следующим видам: механический, водной вытяжки, поглощенные основания, гумус, подвижный фосфор, подвижный калий, общий азот, pH-солевая, карбонаты.

Агрохимический анализ проб почв рекультивированных земель необходимо проводить до полного соответствия параметров с параметрами нетронутого массива.

При соблюдении всех требований агрохимических правил рекультивации особых изменений не должно быть по сравнению с нетронутым массивом.

Технология работ на землях с ненарушенным почвенным покровом. При подготовке площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины. Согласно «Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» изд. ВНИИБТ, М, 1990г, районы подразделяют на различные зоны в зависимости от ландшафта, рельефа, растительного покрова и других географических особенностей.

В частности в пустынных и полупустынных зонах рекомендуется не снимать верхний плодородный слой почвы, который представляет очень слабый слой, закрепленный редкой малорослой растительностью.

По окончании бурения на таких участках проводятся уборка железобетонных, металлических конструкций, бурового оборудования, остатков металлолома, строительного мусора и других отходов, находящихся на буровой площадке.

Устье скважины закрываются согласно соответствующих правил и требований.

Проводится предварительная планировка всей площадки и при возможности завозится плодородная почва для покрытия верхнего слоя. Затем засеивается семенами засухоустойчивых трав и орошается водой с добавлением минеральных удобрений. При отсутствии завозимого плодородного слоя площадка вспахивается, засеивается семенами трав и орошается водой с добавлением минеральных удобрений.

4.9. Воздействие на животный мир.

Антропогенное воздействие на животный мир при строительстве и эксплуатации объектов нефтедобывающего) комплекса связано с изменением среды обитания животных, в основном за счет отвода земель для строительства объектов, ухудшения кормовой базы на территориях обустройства и распутивание животных в окружающих угодьях.

При реализации проекта будет оказано воздействие на природные процессы, непрерывно протекающие в зооценозе экосистемы и главным образом связанное с изменением экотипа (условий среды обитания животных):

- изменением кормовой базы и трофических связей в ценозах;
- изменением численности и видового состава;
- изменением существующих мест обитания.

4.9.1 Источники и виды воздействия на животный мир

На животный мир оказывают воздействие как природные, так и антропогенные факторы.

Естественные (природные) факторы характерные для территории расположения месторождения следующие:

- засушливость климата;
- интенсивные процессы дефляции;
- разветвленная сеть соров;
- относительно бедный растительный покров с низкой первичной продуктивностью.

Природными факторами, сдерживающими численность многих видов наземных позвоночных (лимитирующими факторами), являются периодически повторяющиеся бесснежные зимы и сильные засухи. Часть популяций земноводных и пресмыкающихся часто гибнет в бесснежные зимы.

Факторы среды рассматриваемой территории обуславливают обитание здесь животных, характеризующихся гелиофильностью, термофильностью и ксерофильностью.

Антропогенные факторы. Техногенные воздействия на экосистемы (в том числе на животный мир) на стадии формирования объектов нефтегазового комплекса многообразны. Характерны механические изменения на поверхности ландшафтов (нарушения почвенно-растительного покрова, изменение гидрологического режима, составляющих радиационного баланса).

Комплексы буровых установок - фактор, влияющий на экологию района на конкретных участках (разведка, бурение), обуславливается – относительно кратковременными, но интенсивными воздействиями, преимущественно механическими разрушениями и в меньшей степени физико-химическим загрязнением почв, что в свою очередь действует угнетающе на фауну; также присутствует фактор беспокойства.

При проведении работ основными источниками техногенных воздействий на животный мир является опорно-двигательная часть строительных машин, механизмов, грузового транспорта. В этот период наносится максимальный ущерб местообитаниям, распутивается населяющая фауна.

4.9.2 Критерии оценки воздействия

Критерии оценки воздействия на животный мир рассматриваются на уровне зооценоза и отдельных видов животных (популяций).

Принятые в настоящем проекте критерии оценки воздействия на животный мир представлены в таблице 4.9.2.

При оценке воздействия на животный мир учитывается также степень неопределенности; нелинейность дозовых эффектов воздействий на живые организмы; синергическое действие различных факторов и индивидуальные различия животных в чувствительности и в сопротивляемости неблагоприятным изменениям.

Таблица 4.9.2.

Критерии оценки антропогенного воздействия на животный мир

Время приложения воздействия*		
характеризует продолжительность его оказания		
Временное воздействие		Временной масштаб воздействия
мгновенное воздействие		воздействие наблюдается до 3 месяцев
кратковременное воздействие		воздействие наблюдается до 6 месяцев
воздействие средней продолжительности		воздействие наблюдается до 1 года
продолжительное воздействие		воздействие наблюдается до 3 лет
многолетнее (постоянное воздействие)		воздействие наблюдается до 5 лет и более
Масштаб воздействия**		
градация условна, выделяемые уровни не имеют четких границ, но отражают результаты и время развития реакции на него		
Пространственный масштаб воздействия	Границы воздействия	
	площадь воздействия	удаленность от источника воздействия**
локальное воздействие	до 1 км ²	до 100 м
ограниченное воздействие	до 5 км ²	до 1 км
местное воздействие	до 10 км ²	1-5 км
региональное воздействие	10-100 км ²	5-10 км
глобальное воздействие	более 100 км ²	более 10 км
Обратимость		
одни воздействия могут быть обратимы или их последствия могут быть полностью устранены по завершении проекта, а другие могут быть необратимыми		
Степень воздействия		
интегральный показатель, определяемый экспертным методом		
Воздействие	Проявление антропогенного воздействия	Изменения видового состава и численности основных групп животных
Очень слабое	практически не проявляется	обеднения видового состава и сокращения численности не происходит
Слабое	фиксируется на нижнем уровне устойчивости экосистемы	обеднения видового состава и значительного сокращения численности не происходит
Умеренное	воздействие средней степени, которое приближается к верхнему пределу устойчивости	очень значительного обеднения видового состава и сокращения численности не происходит; происходит

	экосистемы	заселение новых экологических ниш синантропными видами
Сильное	сильное воздействие, с превышением верхнего предела устойчивости экосистемы	происходит изменение структуры, состава и динамики биоценозов
Очень сильное	очень сильное воздействие, с существенным превышением верхнего предела устойчивости экосистемы	происходят коренные изменения структуры, состава и динамики биоценозов
* Воздействия могут проявляться немедленно, а могут быть скрытыми во времени и проявляться в будущем.		
**Если невозможно определить площадные (условные) границы воздействия, используется линейная удаленность от источника воздействия		

4.9.3 Оценка воздействия антропогенных факторов на животный мир

Основной целью оценки воздействия на животный мир является определение тенденции изменения состояния фаунистического комплекса, связанное с реализацией проекта.

Основными антропогенными факторами воздействия на животный мир являются:

- отторжение территорий природного ландшафта, как мест обитания животных;
- фактор беспокойства;
- гибель животных в технических устройствах;
- автодороги;
- нарушение миграционных путей;
- техногенное загрязнение (химическое и физическое воздействия).

Оценка воздействия на животный мир приводится пофакторно для прилежащих к участкам предполагаемого бурения (до 1 км) территориям, на удалении более 1 км – оценка общей антропогенной нагрузки.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, шоссежных дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Воздействие на фауну кратковременное, ограниченное, сильное. Шумовые воздействия строительной техники могут произвести отпугивающий эффект, что в период строительства предотвратит травматизм животных. По времени это воздействие ограничено, в основном, периодом строительства объектов.

Массовая гибель животных в технических устройствах мало вероятна. Существенного ущерба, при соблюдении природоохранных мероприятий, животным этот фактор не нанесет.

При строительстве нелинейных объектов очень заметного влияния на миграционные пути не оказывается.

Интенсивное движение, большая скорость перемещения автотранспорта по дорогам может вызвать гибель животных. Воздействие локальное, кратковременное, слабое.

Химические воздействия на животный мир возникают в результате атмосферных загрязнений (определяемых согласно РНД 211.3.02.05-96), а также других видов загрязнений, сопровождающих промышленное освоение нефти. Воздействие ограниченное, кратковременное, умеренное.

Физическое воздействие связано с отклонением пределов нормального диапазона колебаний параметров (уровня) физических абиотических факторов среды обитания (тепловое, шумовое, вибрационное, электромагнитное). Воздействие ограниченное, кратковременное, слабое. Антропогенное воздействие на животный мир (исключая прилегающую территорию) носит ограниченный характер, кратковременное. При реализации проекта может возрасти численность вытесненных особей с площади работ, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, некоторые виды птиц, степной хорь, рептилии). Хозяйственная деятельность не внесет существенных изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанки, малый суслик. Их численность может даже возрасти вследствие появления техногенно-нарушенных земель – обваловка, насыпи дорог и т.п. Наиболее сильное воздействие на животный мир окажет прямое изъятие земель под строительство (нарушение мест обитания животных), а также фактор беспокойства, в непосредственной близости к участкам разведочного бурения – химическое воздействие значительно влияющие на динамику зооценозов.

Реализация проекта не приведет к реальному ухудшению условий существования особо охраняемых видов животных, соответственно популяциям этих видов не будет нанесен реальный ущерб. Также не произойдет катастрофического ухудшения состояния популяций охотничье-промысловых животных

Являясь наиболее динамичной составляющей биосферы, фаунистический комплекс будет испытывать слабое воздействие при реализации проекта.

4.9.4 Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир

Охрана окружающей среды и предотвращение ее загрязнения в процессе реализации проекта сводится к определению предполагаемого воздействия на компоненты окружающей природной среды (в т.ч. животный мир), разработке природоохранных мероприятий, сводящих к минимуму возможное воздействие.

Охране подлежат не только редкие, но и обычные, пока еще достаточно распространенные животные.

Процессы строительства характеризуются высокими темпами работ, минимальной численностью одновременно занятых строителей, минимизацией монтажных операций на площадках, высокой квалификацией персонала, минимальной площадью земель, отводимых во временное пользование для технологических и социальных нужд строителей на время работ, оптимизация транспортной схемы и др.

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.

для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;

обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;

снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Для сохранения среды обитания животных необходимо ограничить количество подъездных дорог.

Следует предусмотреть мероприятия, ограничивающие контакты обслуживающего персонала с носителями переносчиков опасных заболеваний, обращая внимание на расположение особо крупных колоний этих животных.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу РК. В частности пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся. Предотвратить фактор беспокойства для птиц в гнездовой период. Проводить разъяснительную работу о предотвращении разорения легкодоступных гнезд и необходимости охраны хищных птиц.

При условии выполнения всех природоохранных мероприятий влияние от реализации проекта строительства скважины можно будет свести к минимуму.

4.10. Радиоэкологическая ситуация.

Для общей оценки радиоэкологической ситуации на площади и обеспечения радиационной безопасности местного населения и персонала Компании при проведении работ на площади в процессе разработки проекта были проанализированы материалы радиометрических измерений, целью которых было выявление участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения, связанного с деятельностью нефтедобывающих предприятий.

4.10.1. Критерии оценки радиационной ситуации.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) и предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Общая расчетная годовая доза облучения людей от различных природных источников радиации в районах с нормальным радиационным фоном составляет до 2,2 мЗв, что эквивалентно уровню радиоактивности окружающей среды до 0,16 мкЗв/час. С учетом дополнительных «техногенных» источников радиации (радионуклиды в строительных материалах, минеральные удобрения, энергетические объекты, глобальные выпадения искусственных радионуклидов при ядерных испытаниях, радиоизотопы, рентгенодиагностика и др.) индивидуальные среднегодовые дозы облучения населения за счет всех источников определены в размере 60 мкР/час.

Мощность смертельной дозы для млекопитающих - 100 Рентген, что соответствует поглощенной энергии излучения 5 Джоулей на 1 кг веса. Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих Гигиенических норматив «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»

(утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155)

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

В настоящее время используются следующие единицы измерения радиоактивности:

- мкР/час - микрорентген в час, мощность экспозиционной дозы (МЭД) рентгеновского или гамма-излучения, миллионная доля единицы радиоактивности - 1 Рентген в час; за 1 час облучения с МЭД равной 1000 мкР/час человек получает дозу, равную 1000 мкР или 1 миллирентгену;
- мЗв - миллизиверт; эквивалентная доза поглощенного излучения, тысячная доля Зи-верта. 1 Зиверт = 1 Джоуль на 1 кг биологической ткани и условно сопоставим с дозой, равной 100 Рентген в час;
- Бк - Беккерель; единица активности источника излучения, равная 1 распаду в секунду;
- Кюри - единица активности, равная $3,7 \times 10^{10}$ распадов секунду (эквивалентно активности 1 грамма радия, создающего на расстоянии 1 см мощность дозы 8400 Рентген в час.

При оценке радиационной ситуации использованы существующие нормативные документы - Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155). В качестве основного критерия оценки радиоэкологического состояния принят уровень мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения 60 мкР/час, создающий дозовые нагрузки более 5 мЗв/год. Дозовая нагрузка на население не более 5 мЗв/год регламентирована также.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

Согласно Гигиенических норматив «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155) эффективная удельная активность природных материалов, используемых в строительных материалах, а также отходов промышленных производств не должна превышать:

- для материалов, используемых для строительства жилых и общественных зданий (1 класс) - 370 Бк/кг или 20 мкР/час;
- для материалов, используемых в дорожном строительстве в пределах населенных пунктов и зон перспективной застройки, а также при возведении производственных сооружений (2 класс) - 740 Бк/кг или 40 мкР/ч;
- для материалов, используемых в дорожном строительстве вне населенных пунктов (3 класс) - 1350 Бк/кг или 80 мкР/ч;
- при эффективной удельной активности более 1350 Бк/кг использование материалов в строительстве запрещено.

4.10.2. Мероприятия по радиационной безопасности.

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы, места разливов нефти.
- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти.
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.
- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).
- Определение среднегодового значения общей запыленности воздуха в рабочей зоне и удельной активности природных радионуклидов в пыли.
- Определение ЭРОА изотопов радона в воздухе рабочей зоны.

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбэр/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» №261 от 27 марта 2015г.

- С обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

РАЗДЕЛ 5. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1. Атмосферный воздух.

В данном разделе рассматривается Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к «Дополнению проекта разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г».

В ПредОВОС были определены ожидаемые качественные и количественные параметры выбросов, сбросов и отходов, которые являются ориентировочными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Настоящим проектом закладывается бурение 6 оценочных скважин №№78, R101, R102, R103, R104, R105, из них 3 скважины №78, R101, R102 независимые и 3 скважины R103, R104, R105 - зависимые от результатов бурения скважин R101 и R102.

По календарному плану на строительство скважин с учетом периода испытания отводится от 217 до 287 дней.

Таблица 5.1.1 - Календарный план бурения проектируемых скважин

№№	Номера проект. скважин	Проектные глубины, м	Годы бурения	Продолжительность строительства скважины, дни	Примечания
1	2	3	4	5	
1	78	2500	2022	287	
2	R101	1300	2021	217	
3	R102	1700	2021	220	
4	R103	2000	2022	224	
5	R104	1400	2022	218	
6	R105	1400	2022	218	
Всего		10300			

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105 являются:

При строительных и подготовительных работах:

Неорганизованные источники:

- 6001 – участок сварки;
- 6002 – погрузочно-разгрузочные работы;
- 6003 – разработка грунта;

За период бурения скважины:

Организованные источники:

- 0001 – Дизельный двигатель CAT C15, мощностью 392 кВт;
- 0002-0003 – Дизельный двигатель CAT3512 DITA, мощностью 783 кВт;
- 0004 – Дизельный двигатель Volvo TAD GE мощностью 300 кВт;
- 0005 – цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;
- 0006 – передвижная паровая установка (ППУ).

Неорганизованные источники:

- 6004 – емкость для хранения дизельного топлива;
- 6005 – емкость для хранения масла;

6006 – емкость для хранения бурового раствора;
6007 – склад цемента;
6008 – насос для перекачки дизельного топлива;
6009 - цементно-смесительная машина СМН-20;
6010 – емкость бурового шлама;
6011 – блок приготовления буровых растворов.

За период испытания скважины

Организованные источники:

0007 – Дизельный двигатель мощностью 100 кВт.;
0008– Дизельный двигатель ЯМЗ 238;
0009 – факельная установка.

Неорганизованные источники:

6012 – емкость для хранения дизельного топлива;
6013 – насос для перекачки нефти;
6014 – насос для перекачки дизтоплива;
6015 – площадка налива нефти;
6016 – устье скважины;
6017 – емкость для нефти;
6018 – дренажная емкость.

В период проведения работ при строительстве скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105 будет действовать всего 27 стационарных источника. Из них 9 организованных и 18 неорганизованных источников.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважины №78 являются:

За период строительно-монтажных и подготовительных работ

6101 – земляные работы;
6102 - участок сварки.

За период бурения скважин:

Организованные источники

0101 – дизельный двигатель «CAT 3412B»;
0102 – дизельный двигатель «CAT 3412B»;
0103 – дизельный двигатель «CAT 3412B»;
0104 – дизельный генератор «C400D5»;
0105 – дизельный генератор (резервный) NTA-855-G4;
0106 – цементируочный агрегат, «ЦА-320М»;
0107 – передвижная паровая установка (ППУ).

Неорганизованные источники

6103 – емкость для хранения дизельного топлива;
6104 – насос для перекачки дизельного топлива;
6105 – емкость для хранения масла;
6106 – блок приготовления бурового раствора.

За период испытания скважины

Организованные источники

- 0108 – дизельный генератор при освещении;
- 0109 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;
- 0110 – факельная установка;

Неорганизованные источники

- 6107 – площадка налива нефти;
- 6108 – устье скважины.
- 6109 – емкость для хранения дизельного топлива;
- 6110 – насос для перекачки дизельного топлива;
- 6111 – насос для перекачки нефти.

Всего при выполнении планировочных работ по обустройству земельного участка, бурении и испытании скважины №78 определено 21 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 10 являются организованными. В атмосферу будут выбрасываться вещества 23 наименований.

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.

Источниками выбросов загрязняющих веществ являются трубы дизельных генераторов, дыхательные клапана резервуаров и технологическое оборудование.

Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух при работе дизельных генераторов, являются: оксиды азота, серы и углерода, углеводороды, альдегиды, сажа, бенз(а)пирен.

Источниками выбросов загрязняющих веществ являются трубы дизельных генераторов, дыхательные клапана резервуаров и технологическое оборудование.

Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух при работе дизельных генераторов, являются: оксиды азота, серы и углерода, углеводороды, альдегиды, сажа, бенз(а)пирен.

Из емкостей хранения дизельного топлива в атмосферу выделяются углеводороды C₁₂-C₁₉ и сероводород.

При разгрузке цемента, барита и других материалов в атмосферу выделяется пыль неорганическая.

От передвижного сварочного поста в атмосферу выделяются оксид углерода, железа и марганца, фториды газообразные и неорганические, пыль неорганическая, диоксид азота.

От оборудования приготовления, хранения буровых растворов и контейнеров бурового шлама в атмосферу выделяются углеводороды.

Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважины №78 в 2022 г.

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	
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								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,7776	2,62656	0,7776	2,62656	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,58464	3,44064	0,58464	3,44064	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,170666667	0,98304	0,170666667	0,98304	2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,341333333	0,1152	0,341333333	0,1152	2022
Цементировочный агрегат ЦА "320- М"	0006			0,375466667	0,304	0,375466667	0,304	2022
ППУ	0007			0,360533333	0,0768	0,360533333	0,0768	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,085333333	1,65888	0,085333333	1,65888	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,360533333	7,87968	0,360533333	7,87968	2022
Факельная установка	0010			0,166608	3,886631424	0,166608	3,886631424	2022
Итого				3,222714667	20,97143142	3,222714667	20,97143142	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,12636	0,426816	0,12636	0,426816	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,095004	0,559104	0,095004	0,559104	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,027733333	0,159744	0,027733333	0,159744	2022

Дизельный генератор (резервный)	0005			0,055466667	0,01872	0,055466667	0,01872	2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,061013333	0,0494	0,061013333	0,0494	2022
ППУ	0007			0,058586667	0,01248	0,058586667	0,01248	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,013866667	0,269568	0,013866667	0,269568	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,058586667	1,280448	0,058586667	1,280448	2022
Факельная установка	0010			0,0270738	0,631577606	0,0270738	0,631577606	2022
Итого				0,523691133	3,407857606	0,523691133	3,407857606	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,03857175	0,130286496	0,03857175	0,130286496	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,02175	0,131656704	0,02175	0,131656704	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,007936667	0,043885824	0,007936667	0,043885824	2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,022222222	0,0072	0,022222222	0,0072	2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,024444444	0,019	0,024444444	0,019	2022
ППУ	0007			0,023472222	0,0048	0,023472222	0,0048	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,003968333	0,074057328	0,003968333	0,074057328	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,023472222	0,49248	0,023472222	0,49248	2022
Факельная установка	0010			0,13884	3,23885952	0,13884	3,23885952	2022
Итого				0,304677861	4,142225872	0,304677861	4,142225872	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,27	0,912	0,27	0,912	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,3045	1,8432	0,3045	1,8432	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,066666667	0,384	0,066666667	0,384	2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,053333333	0,018	0,053333333	0,018	2022

Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,058666667	0,0475	0,058666667	0,0475	2022
ППУ	0007			0,056333333	0,012	0,056333333	0,012	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,033333333	0,648	0,033333333	0,648	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,056333333	1,2312	0,056333333	1,2312	2022
Итого				0,899166667	5,0959	0,899166667	5,0959	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,81	2,736	0,81	2,736	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,576375	3,3792	0,576375	3,3792	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,172222222	0,9984	0,172222222	0,9984	2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,275555556	0,0936	0,275555556	0,0936	2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,303111111	0,247	0,303111111	0,247	2022
ППУ	0007			0,291055556	0,0624	0,291055556	0,0624	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,086111111	1,6848	0,086111111	1,6848	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,291055556	6,40224	0,291055556	6,40224	2022
Факельная установка	0010			1,3884	32,3885952	1,3884	32,3885952	2022
Итого				4,193886111	47,9922352	4,193886111	47,9922352	
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка	0010			0,03471	0,80971488	0,03471	0,80971488	2022
Итого				0,03471	0,80971488	0,03471	0,80971488	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,000000835	0,000003648	0,000000835	0,000003648	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,000000683	0,000003072	0,000000683	0,000003072	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,00000019	0,000001536	0,00000019	0,000001536	2022

Дизельный генератор (резервный)	0005			0,000000533	0,000000198	0,000000533	0,000000198	2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,000000587	0,00000052	0,000000587	0,00000052	2022
ППУ	0007			0,000000563	0,000000132	0,000000563	0,000000132	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,000000095	0,000002592	0,000000095	0,000002592	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,000000563	0,00001354	0,000000563	0,00001354	2022
Итого				0,000004049	0,00002524	0,000004049	0,00002524	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,0096435	0,031268832	0,0096435	0,031268832	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,006213975	0,035109888	0,006213975	0,035109888	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,001905	0,010971648	0,001905	0,010971648	2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,005333333	0,0018	0,005333333	0,0018	2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,005866667	0,00475	0,005866667	0,00475	2022
ППУ	0007			0,005633333	0,0012	0,005633333	0,0012	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,0009525	0,018514656	0,0009525	0,018514656	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,005633333	0,12312	0,005633333	0,12312	2022
Итого				0,041181642	0,226735024	0,041181642	0,226735024	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,23142825	0,781713504	0,23142825	0,781713504	2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,149141925	0,877713408	0,149141925	0,877713408	2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,046031667	0,263314176	0,046031667	0,263314176	2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,128888889	0,0432	0,128888889	0,0432	2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,141777778	0,114	0,141777778	0,114	2022

ППУ	0007			0,136138889	0,0288	0,136138889	0,0288	2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,023015833	0,444342672	0,023015833	0,444342672	2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,136138889	2,95488	0,136138889	2,95488	2022
Итого				0,992562119	5,50796376	0,992562119	5,50796376	
В том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельная установка	0010			0,166608	3,886631424	0,166608	3,886631424	2022
Итого				0,166608	3,886631424	0,166608	3,886631424	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельная установка	0010			0,0270738	0,631577606	0,0270738	0,631577606	2022
Итого				0,0270738	0,631577606	0,0270738	0,631577606	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельная установка	0010			0,13884	3,23885952	0,13884	3,23885952	2022
Итого				0,13884	3,23885952	0,13884	3,23885952	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельная установка	0010			1,3884	32,3885952	1,3884	32,3885952	2022
Итого				1,3884	32,3885952	1,3884	32,3885952	
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка	0010			0,03471	0,80971488	0,03471	0,80971488	2022
Итого				0,03471	0,80971488	0,03471	0,80971488	
Итого по организованным источникам:				10,21259425	88,15408901	10,21259425	88,15408901	
Т в е р д ы е:				0,30468191	4,142251116	0,30468191	4,142251116	
Газообразные, ж и д к и е:				9,907912339	84,01183789	9,907912339	84,01183789	
Не организованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Уачсток сварки	6002			0,00594	0,00214	0,00594	0,00214	2022
Итого				0,00594	0,00214	0,00594	0,00214	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Уачсток сварки	6002			0,000511	0,000184	0,000511	0,000184	2022
Итого				0,000511	0,000184	0,000511	0,000184	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Уачсток сварки	6002			0,000667	0,00024	0,000667	0,00024	2022
Итого				0,000667	0,00024	0,000667	0,00024	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Уачсток сварки	6002			0,0001083	0,000039	0,0001083	0,000039	2022
Итого				0,0001083	0,000039	0,0001083	0,000039	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Емкость для хранения дизтоплива	6003			0,000000457	0,00000293	0,000000457	0,00000293	2022
Насос для перекачки дизтоплива	6004			0,0000311	0,000215	0,0000311	0,000215	2022
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00000686	0,0000474	0,00000686	0,0000474	2022
Площадка налива нефти	6007			0,00000499	0,000275	0,00000499	0,000275	2022
Устье скважины	6008			0,000579	0,01448503	0,000579	0,01448503	2022
Итого				0,000622407	0,01502536	0,000622407	0,01502536	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Уачсток сварки	6002			0,00739	0,00266	0,00739	0,00266	2022
Итого				0,00739	0,00266	0,00739	0,00266	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Уачсток сварки	6002			0,000417	0,00015	0,000417	0,00015	2022
Итого				0,000417	0,00015	0,000417	0,00015	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Уачсток сварки	6002			0,001833	0,00066	0,001833	0,00066	2022
Итого				0,001833	0,00066	0,001833	0,00066	
(0405) Пентан (450)								
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00000678	0,0000469	0,00000678	0,0000469	2022
Устье скважины	6008			0,000572	0,01431375	0,000572	0,01431375	2022
Итого				0,00057878	0,01436065	0,00057878	0,01436065	
(0410) Метан (727*)								
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00003615	0,00025	0,00003615	0,00025	2022
Устье скважины	6008			0,00305	0,0763864	0,00305	0,0763864	2022
Итого				0,00308615	0,0766364	0,00308615	0,0766364	
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								

Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00000978	0,0000676	0,00000978	0,0000676	2022
Устье скважины	6008			0,000825	0,0206542	0,000825	0,0206542	2022
Итого				0,00083478	0,0207218	0,00083478	0,0207218	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,0001623	0,001122	0,0001623	0,001122	2022
Площадка налива нефти	6007			0,00603	0,332	0,00603	0,332	2022
Устье скважины	6008			0,0137	0,342868	0,0137	0,342868	2022
Итого				0,0198923	0,67599	0,0198923	0,67599	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Площадка налива нефти	6007			0,00223	0,1227	0,00223	0,1227	2022
Итого				0,00223	0,1227	0,00223	0,1227	
(0602) Бензол (64)								
Площадка налива нефти	6007			0,0000291	0,001603	0,0000291	0,001603	2022
Итого				0,0000291	0,001603	0,0000291	0,001603	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Площадка налива нефти	6007			0,00000915	0,000504	0,00000915	0,000504	2022
Итого				0,00000915	0,000504	0,00000915	0,000504	
(0621) Метилбензол (349)								
Площадка налива нефти	6007			0,0000183	0,001008	0,0000183	0,001008	2022
Итого				0,0000183	0,001008	0,0000183	0,001008	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Емкость для хранения масла	6005			0,0001	0,0000461	0,0001	0,0000461	2022
Итого				0,0001	0,0000461	0,0001	0,0000461	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете)(10)								
Емкость для хранения дизтоплива	6003			0,000163	0,001044	0,000163	0,001044	2022
Насос для перекачки дизтоплива	6004			0,01108	0,0766	0,01108	0,0766	2022
Итого				0,011243	0,077644	0,011243	0,077644	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Земляные работы	6001			0,00078	0,000281	0,00078	0,000281	2022
Уачсток сварки	6002			0,000778	0,00028	0,000778	0,00028	2022

Итого			0,001558	0,000561	0,001558	0,000561	
Итого по неорганизованным источникам:			0,057068267	1,01287331	0,057068267	1,01287331	
Т в е р д ы е:			0,009842	0,003545	0,009842	0,003545	
Газообразные, ж и д к и е:			0,047226267	1,00932831	0,047226267	1,00932831	
Всего по предприятию:			10,26966252	89,16696232	10,26966252	89,16696232	
Т в е р д ы е:			0,31452391	4,145796116	0,31452391	4,145796116	
Газообразные, ж и д к и е:			9,955138606	85,0211662	9,955138606	85,0211662	

Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин №R101-R105 в 2021-2022 гг.

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								год дос- тиже ния ПДВ
		существующее положение		на 2021-2022 гг.				ПДВ		
				от 1 скв.		от 5 скв.				
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										
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,413866667	0,636544	2,069333335	3,18272	2,069333335	3,18272	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,392533333	1,204224	1,962666665	6,02112	1,962666665	6,02112	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,341333333	0,516096	1,706666665	2,58048	1,706666665	2,58048	2021-2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,341333333	0,0576	1,706666665	0,288	1,706666665	0,288	2021-2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,375466667	0,152	1,877333335	0,76	1,877333335	0,76	2021-2022

ППУ	0007			0,360533333	0,0384	1,802666665	0,192	1,802666665	0,192	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,085333333	1,10592	0,426666665	5,5296	0,426666665	5,5296	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,360533333	5,25312	1,802666665	26,2656	1,802666665	26,2656	2021-2022
Факельная установка	0010			0,000576	0,008957952	0,00288	0,04478976	0,00288	0,04478976	2021-2022
Итого				2,671509333	8,972861952	13,35754667	44,86430976	13,35754667	44,86430976	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,067253333	0,1034384	0,336266665	0,517192	0,336266665	0,517192	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,063786667	0,1956864	0,318933335	0,978432	0,318933335	0,978432	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,055466667	0,0838656	0,277333335	0,419328	0,277333335	0,419328	2021-2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,055466667	0,00936	0,277333335	0,0468	0,277333335	0,0468	2021-2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-M"	0006			0,061013333	0,0247	0,305066665	0,1235	0,305066665	0,1235	2021-2022
ППУ	0007			0,058586667	0,00624	0,292933335	0,0312	0,292933335	0,0312	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,013866667	0,179712	0,069333335	0,89856	0,069333335	0,89856	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,058586667	0,853632	0,292933335	4,26816	0,292933335	4,26816	2021-2022
Факельная установка	0010			0,0000936	0,001455667	0,000468	0,007278335	0,000468	0,007278335	2021-2022
Итого				0,434120267	1,458090067	2,170601335	7,290450335	2,170601335	7,290450335	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,019246417	0,028417214	0,096232085	0,14208607	0,096232085	0,14208607	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,018254333	0,053760134	0,091271665	0,268800672	0,091271665	0,268800672	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,015873333	0,023040058	0,079366665	0,115200288	0,079366665	0,115200288	2021-2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,022222222	0,0036	0,111111111	0,018	0,111111111	0,018	2021-2022

Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,024444444	0,0095	0,12222222	0,0475	0,12222222	0,0475	2021-2022
ППУ	0007			0,023472222	0,0024	0,11736111	0,012	0,11736111	0,012	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,003968333	0,049371552	0,019841665	0,24685776	0,019841665	0,24685776	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,023472222	0,32832	0,11736111	1,6416	0,11736111	1,6416	2021-2022
Факельная установка	0010			0,00048	0,00746496	0,0024	0,0373248	0,0024	0,0373248	2021-2022
Итого				0,151433528	0,505873918	0,75716764	2,52936959	0,75716764	2,52936959	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,161666667	0,24865	0,808333335	1,24325	0,808333335	1,24325	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,153333333	0,4704	0,766666665	2,352	0,766666665	2,352	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,133333333	0,2016	0,666666665	1,008	0,666666665	1,008	2021-2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,053333333	0,009	0,266666665	0,045	0,266666665	0,045	2021-2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,058666667	0,02375	0,293333335	0,11875	0,293333335	0,11875	2021-2022
ППУ	0007			0,056333333	0,006	0,281666665	0,03	0,281666665	0,03	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,033333333	0,432	0,166666665	2,16	0,166666665	2,16	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,056333333	0,8208	0,281666665	4,104	0,281666665	4,104	2021-2022
Итого				0,706333333	2,2122	3,531666665	11,061	3,531666665	11,061	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,417638889	0,64649	2,088194445	3,23245	2,088194445	3,23245	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,396111111	1,22304	1,980555555	6,1152	1,980555555	6,1152	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,344444444	0,52416	1,72222222	2,6208	1,72222222	2,6208	2021-2022
Дизельный генератор	0005			0,275555556	0,0468	1,37777778	0,234	1,37777778	0,234	2021-2022

(резервный)										
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,303111111	0,1235	1,515555555	0,6175	1,515555555	0,6175	2021-2022
ППУ	0007			0,291055556	0,0312	1,45527778	0,156	1,45527778	0,156	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,086111111	1,1232	0,430555555	5,616	0,430555555	5,616	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,291055556	4,26816	1,45527778	21,3408	1,45527778	21,3408	2021-2022
Факельная установка	0010			0,0048	0,0746496	0,024	0,373248	0,024	0,373248	2021-2022
Итого				2,409883333	8,0611996	12,04941667	40,305998	12,04941667	40,305998	
(0380) Углерод диоксид										
Факельная установка	0010			0,681149745	10,59324083	3,405748725	52,96620417	3,405748725	52,96620417	2021-2022
Итого				0,681149745	10,59324083	3,405748725	52,96620417	3,405748725	52,96620417	
(0410) Метан (727*)										
Факельная установка	0010			0,00012	0,00186624	0,0006	0,0093312	0,0006	0,0093312	2021-2022
Итого				0,00012	0,00186624	0,0006	0,0093312	0,0006	0,0093312	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,000000461	0,00000099	0,000002305	0,00000497	0,000002305	0,00000497	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,000000437	0,00000188	0,000002185	0,00000941	0,000002185	0,00000941	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,00000038	0,00000081	0,0000019	0,00000403	0,0000019	0,00000403	2021-2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,000000533	0,000000099	0,000002665	0,00000050	0,000002665	0,00000050	2021-2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,000000587	0,00000026	0,000002935	0,00000131	0,000002935	0,00000131	2021-2022
ППУ	0007			0,000000563	0,000000066	0,000002815	0,00000033	0,000002815	0,00000033	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,000000095	0,000001728	0,000000475	0,00000864	0,000000475	0,00000864	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,000000563	0,00000903	0,000002815	0,00004514	0,000002815	0,00004514	2021-2022
Итого				0,000003619	0,00001487	0,000018095	0,00007433	0,000018095	0,00007433	

(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,004619625	0,007104428	0,023098125	0,035522139	0,023098125	0,035522139	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,0043815	0,013440269	0,0219075	0,067201344	0,0219075	0,067201344	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,00381	0,005760115	0,01905	0,028800576	0,01905	0,028800576	2021-2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,005333333	0,0009	0,026666665	0,0045	0,026666665	0,0045	2021-2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,005866667	0,002375	0,029333335	0,011875	0,029333335	0,011875	2021-2022
ППУ	0007			0,005633333	0,0006	0,028166665	0,003	0,028166665	0,003	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,0009525	0,012343104	0,0047625	0,06171552	0,0047625	0,06171552	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,005633333	0,08208	0,028166665	0,4104	0,028166665	0,4104	2021-2022
Итого				0,036230292	0,124602916	0,18115146	0,623014579	0,18115146	0,623014579	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)										
Дизельный двигатель "G12V190PZLG"	0001			0,111626792	0,170502786	0,55813396	0,852513931	0,55813396	0,852513931	2021-2022
Дизельный двигатель "CAT 3512 DITA"	0002			0,105872833	0,322559866	0,529364165	1,612799328	0,529364165	1,612799328	2021-2022
Дизельный двигатель "Mtu 12V183TE32"	0004			0,092063333	0,138239942	0,460316665	0,691199712	0,460316665	0,691199712	2021-2022
Дизельный генератор (резервный)	0005			0,128888889	0,0216	0,644444445	0,108	0,644444445	0,108	2021-2022
Цементировочный агрегат ЦА "320-М"	0006			0,141777778	0,057	0,70888889	0,285	0,70888889	0,285	2021-2022
ППУ	0007			0,136138889	0,0144	0,680694445	0,072	0,680694445	0,072	2021-2022
Дизельный двигатель при освещении	0008			0,023015833	0,296228448	0,115079165	1,48114224	0,115079165	1,48114224	2021-2022
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	0009			0,136138889	1,96992	0,680694445	9,8496	0,680694445	9,8496	2021-2022
Итого				0,875523236	2,990451042	4,37761618	14,95225521	4,37761618	14,95225521	

В том числе факелы										
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
Факельная установка	0010			0,000576	0,008957952	0,00288	0,04478976	0,00288	0,04478976	2021-2022
Итого				0,000576	0,008957952	0,00288	0,04478976	0,00288	0,04478976	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)										
Факельная установка	0010			0,0000936	0,001455667	0,000468	0,007278335	0,000468	0,007278335	2021-2022
Итого				0,0000936	0,001455667	0,000468	0,007278335	0,000468	0,007278335	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)										
Факельная установка	0010			0,00048	0,00746496	0,0024	0,0373248	0,0024	0,0373248	2021-2022
Итого				0,00048	0,00746496	0,0024	0,0373248	0,0024	0,0373248	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)										
Факельная установка	0010			0,0048	0,0746496	0,024	0,373248	0,024	0,373248	2021-2022
Итого				0,0048	0,0746496	0,024	0,373248	0,024	0,373248	
(0380) Углерод диоксид										
Факельная установка	0010			0,681149745	10,59324083	3,405748725	52,96620417	3,405748725	52,96620417	2021-2022
Итого				0,681149745	10,59324083	3,405748725	52,96620417	3,405748725	52,96620417	
(0410) Метан (727*)										
Факельная установка	0010			0,00012	0,00186624	0,0006	0,0093312	0,0006	0,0093312	2021-2022
Итого				0,00012	0,00186624	0,0006	0,0093312	0,0006	0,0093312	
Итого по организованным источникам:				7,966306687	34,92040143	39,83153344	174,6020072	39,83153344	174,6020072	
Т в е р д ы е:				0,151437147	0,505888784	0,757185735	2,529443918	0,757185735	2,529443918	
Газообразные, ж и д к и е:				7,814869539	34,41451265	39,0743477	172,0725633	39,0743477	172,0725633	
Не организованные источники										
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)										
Участок сварки	6002			0,00594	0,00214	0,0297	0,0107	0,0297	0,0107	2021-2022
Итого				0,00594	0,00214	0,0297	0,0107	0,0297	0,0107	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)										
Участок сварки	6002			0,000511	0,000184	0,002555	0,00092	0,002555	0,00092	2021-2022
Итого				0,000511	0,000184	0,002555	0,00092	0,002555	0,00092	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
Участок сварки	6002			0,000667	0,00024	0,003335	0,0012	0,003335	0,0012	2021-2022
Итого				0,000667	0,00024	0,003335	0,0012	0,003335	0,0012	

(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)										
Участок сварки	6002			0,0001083	0,000039	0,0005415	0,000195	0,0005415	0,000195	2021-2022
Итого				0,0001083	0,000039	0,0005415	0,000195	0,0005415	0,000195	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)										
Емкость для хранения дизтоплива	6003			0,000000457	0,000002534	0,000002285	0,00001267	0,000002285	0,00001267	2021-2022
Насос для перекачки дизтоплива	6004			0,0000311	0,0000753	0,0001555	0,0003765	0,0001555	0,0003765	2021-2022
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00000686	0,0000166	0,0000343	0,000083	0,0000343	0,000083	2021-2022
Площадка налива нефти	6007			0,00000499	0,00003396	0,00002495	0,0001698	0,00002495	0,0001698	2021-2022
Устье скважины	6008			0,000579	0,00965702	0,002895	0,0482851	0,002895	0,0482851	2021-2022
Итого				0,000622407	0,009785414	0,003112035	0,04892707	0,003112035	0,04892707	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)										
Участок сварки	6002			0,00739	0,00266	0,03695	0,0133	0,03695	0,0133	2021-2022
Итого				0,00739	0,00266	0,03695	0,0133	0,03695	0,0133	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)										
Участок сварки	6002			0,000417	0,00015	0,002085	0,00075	0,002085	0,00075	2021-2022
Итого				0,000417	0,00015	0,002085	0,00075	0,002085	0,00075	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)										
Участок сварки	6002			0,001833	0,00066	0,009165	0,0033	0,009165	0,0033	2021-2022
Итого				0,001833	0,00066	0,009165	0,0033	0,009165	0,0033	
(0405) Пентан (450)										
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00000678	0,0000164	0,0000339	0,000082	0,0000339	0,000082	2021-2022
Устье скважины	6008			0,000572	0,00954883	0,00286	0,04774415	0,00286	0,04774415	2021-2022
Итого				0,00057878	0,00956523	0,0028939	0,04782615	0,0028939	0,04782615	
(0410) Метан (727*)										
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00003615	0,0000875	0,00018075	0,0004375	0,00018075	0,0004375	2021-2022
Устье скважины	6008			0,00305	0,0508593	0,01525	0,2542965	0,01525	0,2542965	2021-2022
Итого				0,00308615	0,0509468	0,01543075	0,254734	0,01543075	0,254734	
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)										

Блок приготовления бурового раствора	6006			0,00000978	0,00002366	0,0000489	0,0001183	0,0000489	0,0001183	2021-2022
Устье скважины	6008			0,000825	0,0137658	0,004125	0,068829	0,004125	0,068829	2021-2022
Итого				0,00083478	0,01378946	0,0041739	0,0689473	0,0041739	0,0689473	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)										
Блок приготовления бурового раствора	6006			0,0001623	0,000393	0,0008115	0,001965	0,0008115	0,001965	2021-2022
Площадка налива нефти	6007			0,00603	0,041	0,03015	0,205	0,03015	0,205	2021-2022
Устье скважины	6008			0,0137	0,2285285	0,0685	1,1426425	0,0685	1,1426425	2021-2022
Итого				0,0198923	0,2699215	0,0994615	1,3496075	0,0994615	1,3496075	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										
Площадка налива нефти	6007			0,00223	0,01517	0,01115	0,07585	0,01115	0,07585	2021-2022
Итого				0,00223	0,01517	0,01115	0,07585	0,01115	0,07585	
(0602) Бензол (64)										
Площадка налива нефти	6007			0,0000291	0,000198	0,0001455	0,00099	0,0001455	0,00099	2021-2022
Итого				0,0000291	0,000198	0,0001455	0,00099	0,0001455	0,00099	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										
Площадка налива нефти	6007			0,00000915	0,0000623	0,00004575	0,0003115	0,00004575	0,0003115	2021-2022
Итого				0,00000915	0,0000623	0,00004575	0,0003115	0,00004575	0,0003115	
(0621) Метилбензол (349)										
Площадка налива нефти	6007			0,0000183	0,0001245	0,0000915	0,0006225	0,0000915	0,0006225	2021-2022
Итого				0,0000183	0,0001245	0,0000915	0,0006225	0,0000915	0,0006225	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)										
Емкость для хранения масла	6005			0,0001	0,0000461	0,0005	0,0002305	0,0005	0,0002305	2021-2022
Итого				0,0001	0,0000461	0,0005	0,0002305	0,0005	0,0002305	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете)(10)										
Емкость для хранения дизтоплива	6003			0,000163	0,000902	0,000815	0,00451	0,000815	0,00451	2021-2022
Насос для перекачки дизтоплива	6004			0,01108	0,0268	0,0554	0,134	0,0554	0,134	2021-2022
Итого				0,011243	0,027702	0,056215	0,13851	0,056215	0,13851	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент),(494)										
Земляные работы	6001			0,00078	0,000281	0,0039	0,001405	0,0039	0,001405	2021-2022

Уачсток сварки	6002			0,000778	0,00028	0,00389	0,0014	0,00389	0,0014	2021-2022
Итого				0,001558	0,000561	0,00779	0,002805	0,00779	0,002805	
Итого по неорганизованным источникам:				0,057068267	0,403945304	0,285341335	2,01972652	0,285341335	2,01972652	
Т в е р д ы е:				0,009842	0,003545	0,04921	0,017725	0,04921	0,017725	
Газообразные, ж и д к и е:				0,047226267	0,400400304	0,236131335	2,00200152	0,236131335	2,00200152	
Всего по предприятию:				8,023374954	35,32434674	40,11687477	176,6217337	40,11687477	176,6217337	
Т в е р д ы е:				0,161279147	0,509433784	0,806395735	2,547168918	0,806395735	2,547168918	
Газообразные, ж и д к и е:				7,862095806	34,81491295	39,31047903	174,0745648	39,31047903	174,0745648	

5.1.1. Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу произведены в соответствии с требованиями «Временной инструкции по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу» (РНД 211.1.02.03-97).

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при проведении разведочных работ на месторождении Кемерколь выполнялся в соответствии с действующими методиками РК, по формулам нижеследующего перечня:

1. 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.;
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;
3. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;
4. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;
5. 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.;
6. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.;
7. «Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду», утв. Приказом МООС РК от 8 апреля 2009 г. №68-п.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.

Объемы сжигаемого газа на факеле при испытании скважины №78.

Расчет нормативов сжигания газа при испытании объектов скважин выполнен в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

1) Согласно данной Методике расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатнонефтяных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

$$VIII = D \times G_f \times T, \quad (3)$$

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м³;

D – средний ожидаемый дебит скважин, (дебит скважины – объем добытой нефти за одни сутки, т/сут.) = 50 м³/сут = 50 м³/сут * 0,769 т/м³ = **38,45 т/сут**;

G_f – газовый фактор, м³/т (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти, м³/т) = **250 м³/т**;

T – количество дней испытания объектов скважин = **270 дн.**

Объем сжигания газа при испытании скважины равен:

$$VIII = 38,45 \text{ т/сут} \times 250 \text{ м}^3/\text{т} \times 270 \text{ дн.} = 2\,595\,375 \text{ м}^3$$

Объемный расход газа сжигаемого на факеле соответственно составляет **B**, м³/с: 0,1113.

2) Расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов газовых и газоконденсатных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

$$VIII = D \times T, \quad (4)$$

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м³;

D – дебит скважин (объем добытого сырого газа за одни сутки = 9 840 м³/сут.);

T – количество дней испытаний объектов скважин = 270 суток.

Объем сжигания газа при испытании скважины равен:

$$VIII = 9840 \text{ м}^3/\text{сут} \times 270 \text{ дн.} = 2\,656\,800 \text{ м}^3$$

Итого объемный расход газа сжигаемого на факеле составляет **B**, м³/с: 0,1139.

Объемы сжигаемого газа на факеле при испытании скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105

Расчет нормативов сжигания газа при испытании объектов скважин выполнен в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

1) Согласно данной Методике расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатнонефтяных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

$$VIII = D \times Gf \times T, \quad (3)$$

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м³;

D – средний ожидаемый дебит скважин, (дебит скважины – объем добытой нефти за одни сутки, т/сут.) = 20 м³/сут = 20 м³/сут * 0,95 т/м³ = **19 т/сут**;

Gf – газовый фактор, м³/т (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти, м³/т) = 36,2 м³/т;

T – количество дней испытания объектов скважин = **202 дн.**

Объем сжигания газа при испытании скважины равен:

$$VIII = 19 \text{ т/сут} \times 36,2 \text{ м}^3/\text{т} \times 202 \text{ дн.} = 138935,6 \text{ м}^3$$

Объемный расход газа сжигаемого на факеле соответственно составляет **B**, м³/с: 0,00796.

Расчет валовых выбросов При строительстве скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105

Источник загрязнения N 6001, Земляные работы

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 2.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1), **K0 = 1.3**

Скорость ветра в диапазоне: 1.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.9.2), **K1 = 1**

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

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла (табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

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

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 540**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 1**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, **MH = 0.01**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } \underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.000281$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } \underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 0.01 \cdot (1-0) / 3600 = 0.00078$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола,	0.0007800	0.0002810

	кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	--	--	--

Источник загрязнения N 6002, Участок сваркиКоэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$ Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 200$ Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 2$ Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$ Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 200 / 10^6 = 0.00214$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 2 / 3600 = 0.00594$ **Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$ Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 200 / 10^6 = 0.000184$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 2 / 3600 = 0.000511$ **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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 200 / 10^6 = 0.00028$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 2 / 3600 = 0.000778$ **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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00066$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 2 / 3600 = 0.001833$ -----
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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 200 / 10^6 = 0.00015$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 2 / 3600 = 0.000417$

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), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.00024$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.000667$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.000039$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.0001083$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00266$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0059400	0.0021400
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0005110	0.0001840
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006670	0.0002400
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001083	0.0000390
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0073900	0.0026600
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0004170	0.0001500
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0018330	0.0006600
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)	0.0007780	0.0002800

Источник загрязнения N0001, Дизельный двигатель «G12V190PZLG»Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 182.4Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 810Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 117.28Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 117.28 \cdot 810 = 0.828372096 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	3.6	4.32	1.02857	0.17143	1.2	0.04286	3.71E-6

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	15	18	4.28571	0.71429	5	0.17143	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.7776	2.62656	0	0.7776	2.62656
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12636	0.426816	0	0.12636	0.426816
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0385717	0.1302865	0	0.0385717	0.1302865
0330	Сера диоксид (Ангидрид	0.27	0.912	0	0.27	0.912

	сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.81	2.736	0	0.81	2.736
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000008	0.0000036	0	0.0000008	0.0000036
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0096435	0.0312688	0	0.0096435	0.0312688
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2314282	0.7817135	0	0.2314282	0.7817135

Источник загрязнения N0002-0003, Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 307.2Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 783Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 102.17Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 102.17 \cdot 783 = 0.697592239 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.697592239 / 0.531396731 = 1.312752222 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.58464	3.44064	0	0.58464	3.44064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.095004	0.559104	0	0.095004	0.559104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.02175	0.1316567	0	0.02175	0.1316567
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3045	1.8432	0	0.3045	1.8432
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.576375	3.3792	0	0.576375	3.3792
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000007	0.0000031	0	0.0000007	0.0000031
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006214	0.0351099	0	0.006214	0.0351099
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1491419	0.8777134	0	0.1491419	0.8777134

Источник загрязнения N0004, Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»;

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 76.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 200 = 0.3488 \quad (\text{А.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.3488 / 0.531396731 = 0.656383413 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов $q_{\varepsilon i}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\varepsilon i} * B_{\varepsilon od} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.1706667	0.98304	0	0.1706667	0.98304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0277333	0.159744	0	0.0277333	0.159744
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0079367	0.0438858	0	0.0079367	0.0438858
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0666667	0.384	0	0.0666667	0.384
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	0.9984	0	0.1722222	0.9984
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000002	0.0000015	0	0.0000002	0.0000015
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001905	0.0109716	0	0.001905	0.0109716
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель	0.0460317	0.2633142	0	0.0460317	0.2633142

	РПК-265П) (10)					
--	----------------	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N0005, Дизельный генератор (резервный)Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 3.6Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 160Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 187.5Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 187.5 * 160 = 0.2616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2616 / 0.531396731 = 0.49228756 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ 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:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.3413333	0.1152	0	0.3413333	0.1152
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0554667	0.01872	0	0.0554667	0.01872
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0222222	0.0072	0	0.0222222	0.0072
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.0533333	0.018	0	0.0533333	0.018

	Сернистый газ, Сера (IV) оксид (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2755556	0.0936	0	0.2755556	0.0936
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000005	0.0000002	0	0.0000005	0.0000002
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0053333	0.0018	0	0.0053333	0.0018
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1288889	0.0432	0	0.1288889	0.0432

Источник загрязнения N0006, Цементировочный агрегат, «ЦА-320М»Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 9.5Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 176Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 215.9Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газовРасход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросовТаблица 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)	0.3754667	0.304	0	0.3754667	0.304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0610133	0.0494	0	0.0610133	0.0494
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0244444	0.019	0	0.0244444	0.019
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0586667	0.0475	0	0.0586667	0.0475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3031111	0.247	0	0.3031111	0.247
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000005	0	0.0000006	0.0000005
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0058667	0.00475	0	0.0058667	0.00475
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1417778	0.114	0	0.1417778	0.114

Источник загрязнения N0007, Передвижная паровая установка (ППУ)

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 2.4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 118.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 118.3 \cdot 169 = 0.174336344 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.174336344 / 0.531396731 = 0.328071917 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

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	0.0768	0	0.3605333	0.0768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	0.01248	0	0.0585867	0.01248
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.0048	0	0.0234722	0.0048
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	0.012	0	0.0563333	0.012
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	0.0624	0	0.2910556	0.0624
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000001	0	0.0000006	0.0000001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.0012	0	0.0056333	0.0012
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на	0.1361389	0.0288	0	0.1361389	0.0288

	С); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	---------------------------------	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 6003, 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 = 478.87**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 = 478.87**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1.5**Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 25**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение 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 = 25**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 · 478.87 + 3.15 · 478.87) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.001047****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 · 0.001047 / 100 = 0.001044**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 · 0.001047 / 100 = 0.00000293**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	0.00000293
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0010440

Источник загрязнения N 6004, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$ Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$ Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$ Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 1920$ Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$ Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 1920) / 1000 = 0.0768$ **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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0768 / 100 = 0.0766$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0768 / 100 = 0.000215$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0002150
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0110800	0.0766000

Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), $C_{MAX} = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $Q_{OZ} = 3.6$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, $Q_{VL} = 3.6$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час, $VSL = 1.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 1.5) / 3600 = 0.0001$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 3.6 + 0.15 \cdot 3.6) \cdot 10^{-6} = 0.00000108$

Удельный выброс при проливах, г/м3, $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (3.6 + 3.6) \cdot 10^{-6} = 0.000045$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.00000108 + 0.000045 = 0.0000461$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot MR / 100 = 100 \cdot 0.0000461 / 100 = 0.0000461$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001 / 100 = 0.0001$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001000	0.0000461

Источник загрязнения N 6006, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 1920$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001122$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

0.00003615

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00025$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000676$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000469$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000474$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	1920

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0000474
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0000469
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0002500
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.0000676
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.0011220

Источник загрязнения N0008, Дизельный двигатель при освещенииРасход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 129.6Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 200Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.0853333	1.65888	0	0.0853333	1.65888
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0138667	0.269568	0	0.0138667	0.269568
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0039683	0.0740573	0	0.0039683	0.0740573
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.648	0	0.0333333	0.648

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0861111	1.6848	0	0.0861111	1.6848
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	9.5000E-8	0.0000026	0	9.5000E-8	0.0000026
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	0.0185147	0	0.0009525	0.0185147
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0230158	0.4443427	0	0.0230158	0.4443427

Источник загрязнения N0009, Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 246.24

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 $q_{эi}$ 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:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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	7.87968	0	0.3605333	7.87968
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	1.280448	0	0.0585867	1.280448
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.49248	0	0.0234722	0.49248
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	1.2312	0	0.0563333	1.2312
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	6.40224	0	0.2910556	6.40224
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000135	0	0.0000006	0.0000135
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.12312	0	0.0056333	0.12312
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1361389	2.95488	0	0.1361389	2.95488

Источник загрязнения N0010, Факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	60	37.7711497	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	22	25.9584932	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	9	15.5730947	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	6	13.6845372	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2	5.66233711	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.6	0.65960015	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.4	0.69078770	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **25.48453**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.6**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2415$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2415 * (800 + 273) / 25.48453)^{0.5} = 661.5398383$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.00796**

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

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.1157 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.589255261$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.1157 * 0.6 = 69.42$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000890733 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{N}{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)} / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \frac{N}{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)} / ((100 - 0) * 25.4845300) = 77.88254286$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	1.3884000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.1666080
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0270738
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0347100
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1388400

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 69.4200000 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8825429 + 0.6907877) - 1.3884000 - 0.0347100 - 0.1388400 = 197.0225637$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 60 + 152 * 22 + 218 * 9 + 283 * 6 + 349 * 2 + 56 * 0 = 12832$$

где $[CH_2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (25.48453)^{0.5} = 0.242314583$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.290836382$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.290836382) = 14.12335619$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

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

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 14.12335619 = 15.12335619$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.1157 * 15.12335619 * (273 + 2404.647632) / 273 = 17.16217467$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 7.5 + 10 = 17.5$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газозвушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_l / D_\phi^2 = 1.27 * 17.16217467 / 1.295^2 = 12.99680198$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **6480**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	1.3884	32.3885952
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.166608	3.886631424
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0270738	0.631577606
0410	Метан (727*)	0.03471	0.80971488
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.13884	3.23885952
0380	Диоксид углерода	197.0225637	4596.142366

Источник загрязнения N 6007,Площадка налива нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, VV = **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME$ = **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN$ = **50**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **1.09**

$KTMIN$ = **1.09**

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX$ = **100**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.72**

$KTMAX$ = **0.72**

Режим эксплуатации, $NAME$ = **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME$ = **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, VI = **50**

Количество резервуаров данного типа, NR = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = **1**

Категория веществ, $NAME$ = **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 = **50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, B = **10800**

Плотность смеси, т/м3, RO = **0.8**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 10800 / (0.8 \cdot 50) = 270$

Коэффициент (Прил. 10), KOB = **1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX$ = **1.5**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = **45**

, $P = 45$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot$

$(KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 1.09) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 10800 / (10^7 \cdot 0.8) = 0.458$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.00832$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.458 / 100 = 0.332$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00603$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.458 / 100 = 0.1227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00223$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.458 / 100 = 0.001603$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00832 / 100 = 0.0000291$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.458 / 100 = 0.001008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00832 / 100 = 0.0000183$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.458 / 100 = 0.000504$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00000915$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.458 / 100 = 0.000275$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00000499$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000499	0.0002750
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060300	0.3320000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0022300	0.1227000

0602	Бензол (64)	0.0000291	0.0016030
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000915	0.0005040
0621	Метилбензол (349)	0.0000183	0.0010080

Источник загрязнения N 6008, Устье скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПБ, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 12 = 0.00553$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00553 / 3.6 = 0.001536$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 63.39 / 100 = 0.000974$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000974 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0227$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 14.12 / 100 = 0.000217$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000217 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00506$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000587$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000587 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00137$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000407$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000407 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00095$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000412$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000412 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000961$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 = 0.0777$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 63.39 / 100 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.3196$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 14.12 / 100 = 0.00305$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00305 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0712$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 3.82 / 100 = 0.000825$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000825 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01925$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.65 / 100 = 0.000572$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000572 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01334$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.68 / 100 = 0.000579$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0135$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 24 = 0.0001382$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001382 / 3.6 = 0.0000384$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 63.39 / 100 = 0.00002434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002434 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000568$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000542$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000542 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001264$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 3.82 / 100 = 0.000001467$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001467 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000342$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001018$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001018 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002375$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000103$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000103 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002403$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	6480
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	6480
Фланцевые соединения (тяжелые)	Неочищенный нефтяной газ	24	6480

углеводороды)			
---------------	--	--	--

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005790	0.01448503
0405	Пентан (450)	0.0005720	0.01431375
0410	Метан (727*)	0.0030500	0.0763864
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0008250	0.0206542
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0137000	0.3428680

Расчет валовых выбросов При строительстве скважин №78

Источник загрязнения N 6001, Земляные работы

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 2.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1), $K0 = 1.3$

Скорость ветра в диапазоне: 1.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.9.2), $K1 = 1$

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

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла (табл.9.4), $K4 = 1$ Высота падения материала, м, $GB = 0.5$ Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5), $K5 = 0.4$ Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$ Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$ Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 1$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.01$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $\underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.000281$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $\underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 0.01 \cdot (1-0) / 3600 = 0.00078$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0007800	0.0002810

Источник загрязнения N 6002, Участок сваркиКоэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$ Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 200$ Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 2$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 200 / 10^6 = 0.00214$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 2 / 3600 = 0.00594$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 200 / 10^6 = 0.000184$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 2 / 3600 = 0.000511$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 200 / 10^6 = 0.00028$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 2 / 3600 = 0.000778$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00066$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 2 / 3600 = 0.001833$ -----
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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 200 / 10^6 = 0.00015$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 2 / 3600 = 0.000417$

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), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.00024$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.000667$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.000039$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.0001083$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00266$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0059400	0.0021400
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0005110	0.0001840
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006670	0.0002400
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001083	0.0000390
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0073900	0.0026600
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0004170	0.0001500
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0018330	0.0006600
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)	0.0007780	0.0002800

Источник загрязнения N0001, Дизельный двигатель «Cat3512DITA»Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 49.73Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 485Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 152.6Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 152.6 \cdot 485 = 0.64537592 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.64537592 / 0.531396731 = 1.21448982 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_3 / 3600 \quad (1)$$

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)	0.4138667	0.636544	0	0.4138667	0.636544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0672533	0.1034384	0	0.0672533	0.1034384
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0192464	0.0284172	0	0.0192464	0.0284172
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1616667	0.24865	0	0.1616667	0.24865

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.4176389	0.64649	0	0.4176389	0.64649
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000005	0.000001	0	0.0000005	0.000001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0046196	0.0071044	0	0.0046196	0.0071044
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1116268	0.1705028	0	0.1116268	0.1705028

Источник загрязнения N0002-0003, Дизельный двигатель «CAT3406», мощностью 460 кВт

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 94.08

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 460

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 152.17

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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 152.17 * 460 = 0.610384304 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.610384304 / 0.531396731 = 1.148641436 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.3925333	1.204224	0	0.3925333	1.204224
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0637867	0.1956864	0	0.0637867	0.1956864
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0182543	0.0537601	0	0.0182543	0.0537601
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1533333	0.4704	0	0.1533333	0.4704
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3961111	1.22304	0	0.3961111	1.22304
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000004	0.0000019	0	0.0000004	0.0000019
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0043815	0.0134403	0	0.0043815	0.0134403
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1058728	0.3225599	0	0.1058728	0.3225599

Источник загрязнения N0004, дизельный двигатель «CAT3406», мощностью 400 кВтРасход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 40.32Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 400Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 150Температура 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:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 150 \cdot 400 = 0.5232 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.5232 / 0.531396731 = 0.98457512 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3413333	0.516096	0	0.3413333	0.516096
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0554667	0.0838656	0	0.0554667	0.0838656
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0158733	0.0230401	0	0.0158733	0.0230401
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1333333	0.2016	0	0.1333333	0.2016
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444444	0.52416	0	0.3444444	0.52416
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000004	0.0000008	0	0.0000004	0.0000008
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00381	0.0057601	0	0.00381	0.0057601
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0920633	0.1382399	0	0.0920633	0.1382399

Источник загрязнения N0005, Дизельный генератор (резервный)Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 1.8Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 160Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 187.5Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 187.5 \cdot 160 = 0.2616 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2616 / 0.531396731 = 0.49228756 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.3413333	0.0576	0	0.3413333	0.0576
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0554667	0.00936	0	0.0554667	0.00936
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0222222	0.0036	0	0.0222222	0.0036

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0533333	0.009	0	0.0533333	0.009
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2755556	0.0468	0	0.2755556	0.0468
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000005	9.9000E-8	0	0.0000005	9.9000E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0053333	0.0009	0	0.0053333	0.0009
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1288889	0.0216	0	0.1288889	0.0216

Источник загрязнения N0006, Цементировочный агрегат, «ЦА-320М»

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 4.75

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 215.9 \cdot 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{э}i} * B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3754667	0.152	0	0.3754667	0.152
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0610133	0.0247	0	0.0610133	0.0247
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0244444	0.0095	0	0.0244444	0.0095
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0586667	0.02375	0	0.0586667	0.02375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3031111	0.1235	0	0.3031111	0.1235
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000003	0	0.0000006	0.0000003
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0058667	0.002375	0	0.0058667	0.002375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1417778	0.057	0	0.1417778	0.057

Источник загрязнения N0007, Передвижная паровая установка (ППУ)

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{год}}$, т, 1.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 118.3

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 118.3 * 169 = 0.174336344 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.174336344 / 0.531396731 = 0.328071917 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O	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	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O	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	0.0384	0	0.3605333	0.0384
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	0.00624	0	0.0585867	0.00624
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.0024	0	0.0234722	0.0024
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	0.006	0	0.0563333	0.006
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	0.0312	0	0.2910556	0.0312
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	6.6000E-8	0	0.0000006	6.6000E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.0006	0	0.0056333	0.0006
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	0.1361389	0.0144	0	0.1361389	0.0144

	предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	--	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 6003, 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 = 221.22**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 = 221.22**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1.5**Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 25**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение 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 = 25**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 · 221.22 + 3.15 · 221.22) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000905****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 · 0.000905 / 100 = 0.000902**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 · 0.000905 / 100 = 0.000002534**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000002534
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0009020

Источник загрязнения N 6004, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $\underline{T} = 672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot \underline{T}) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 672) / 1000 = 0.0269$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0269 / 100 = 0.0268$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0269 / 100 = 0.0000753$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0000753
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0110800	0.0268000

Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), $C_{MAX} = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 3.6$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 3.6$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 1.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 1.5) / 3600 = 0.0001$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 3.6 + 0.15 \cdot 3.6) \cdot 10^{-6} = 0.00000108$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (3.6 + 3.6) \cdot 10^{-6} = 0.000045$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.00000108 + 0.000045 = 0.0000461$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot MR / 100 = 100 \cdot 0.0000461 / 100 = 0.0000461$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot GR / 100 = 100 \cdot 0.0001 / 100 = 0.0001$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001000	0.0000461

Источник загрязнения N 6006, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
 2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
 3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
- Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
- Расчетная величина утечки, кг/с (Прил. Б1), $Q = 0.006588$
- Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил. Б1), $X = 0.07$
- Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$
- Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 672$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000393$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000875$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002366$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000164$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000166$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	672

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0000166
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0000164
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0000875
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.00002366

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.0003930
------	--	-----------	-----------

Источник загрязнения N0008, Дизельный двигатель при освещенииРасход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 86.4Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 200Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

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

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.0853333	1.10592	0	0.0853333	1.10592
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0138667	0.179712	0	0.0138667	0.179712
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0039683	0.0493716	0	0.0039683	0.0493716

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.432	0	0.0333333	0.432
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0861111	1.1232	0	0.0861111	1.1232
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	9.5000E-8	0.0000017	0	9.5000E-8	0.0000017
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	0.0123431	0	0.0009525	0.0123431
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0230158	0.2962284	0	0.0230158	0.2962284

Источник загрязнения N0009, Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{год}}$, т, 164.16

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 224.85

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 224.85 \cdot 169 = 0.331356948 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{эi}} * B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3605333	5.25312	0	0.3605333	5.25312
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	0.853632	0	0.0585867	0.853632
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.32832	0	0.0234722	0.32832
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	0.8208	0	0.0563333	0.8208
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	4.26816	0	0.2910556	4.26816
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000006	0.000009	0	0.0000006	0.000009
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.08208	0	0.0056333	0.08208
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1361389	1.96992	0	0.1361389	1.96992

Источник загрязнения N0010, Факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	60	37.7711497	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	22	25.9584932	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	9	15.5730947	44.097	1.9686

Бутан(C4H10)	6	13.6845372	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2	5.66233711	72.151	3.2210268
Азот(N2)	0.6	0.65960015	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.4	0.69078770	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **25.48453**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.6**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2415$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2415 * (800 + 273) / 25.48453)^{0.5} = 661.5398383$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.1139**

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

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.0004 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.002037183$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0004 * 0.6 = 0.24$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000003079 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - [нег]_o) * M)} = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - 0) * 25.4845300)} = 77.88254286$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0048000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0005760
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0000936
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0001200
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0004800

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.2400000 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8825429 + 0.6907877) - 0.0048000 - 0.0001200 - 0.0004800 = 0.681149745$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 60 + 152 * 22 + 218 * 9 + 283 * 6 + 349 * 2 + 56 * 0 = 12832$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (25.48453)^{0.5} = 0.242314583$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \frac{N}{i=1} \sum ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \frac{N}{i=1} \sum ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.290836382$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \frac{N}{i=1} \sum ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \frac{N}{i=1} \sum ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.290836382) = 14.12335619$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

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

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 14.12335619 = 15.12335619$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1 - 0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1 - 0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_I , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_c) / 273 = 0.0004 * 15.12335619 * (273 + 2404.647632) / 273 = 0.059333361$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 7.5 + 10 = 17.5$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.059333361 / 1.295^2 = 0.044932764$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4320**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.0048	0.0746496
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000576	0.008957952
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000936	0.001455667
0410	Метан (727*)	0.00012	0.00186624
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00048	0.00746496
0380	Диоксид углерода	0.681149745	10.59324083

Источник загрязнения N 6007, Площадка налива нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, VV = **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME$ = **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN$ = **50**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **1.09**

$KTMIN$ = **1.09**

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX$ = **100**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.72**

$KTMAX$ = **0.72**

Режим эксплуатации, $NAME$ = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME$ = **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, VI = **50**

Количество резервуаров данного типа, NR = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = **1**

Категория веществ, $NAME$ = **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, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 810$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 810 / (0.9 \cdot 50) = 18$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 45$

, $P = 45$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot$

$(KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 1.09) \cdot$

$0.1 \cdot 2.5 \cdot 810 / (10^7 \cdot 0.9) = 0.0566$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.00832$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0566 / 100 = 0.041$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00603$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0566 / 100 = 0.01517$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00223$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0566 / 100 = 0.000198$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00832 / 100 = 0.0000291$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0566 / 100 = 0.0001245$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00832 / 100 = 0.0000183$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0566 / 100 = 0.0000623$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00000915$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0566 / 100 = 0.00003396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00000499$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000499	0.00003396
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060300	0.0410000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0022300	0.0151700
0602	Бензол (64)	0.0000291	0.0001980
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000915	0.0000623
0621	Метилбензол (349)	0.0000183	0.0001245

Источник загрязнения N 6008, Устье скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПБ, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 12 = 0.00553$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00553 / 3.6 = 0.001536$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 63.39 / 100 = 0.000974$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000974 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01515$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 14.12 / 100 = 0.000217$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000217 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003375$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000587$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000587 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000913$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000407$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000407 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000633$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000412$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000412 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000641$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 = 0.0777$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 63.39 / 100 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.213$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 14.12 / 100 = 0.00305$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00305 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0474$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 3.82 / 100 = 0.000825$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000825 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01283$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.65 / 100 = 0.000572$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000572 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0089$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.68 / 100 = 0.000579$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.009$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4320$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 24 = 0.0001382$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001382 / 3.6 = 0.0000384$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 63.39 / 100 = 0.00002434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002434 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003785$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000542$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000542 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000843$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 3.82 / 100 = 0.000001467$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001467 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000228$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001018$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001018 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001583$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000103$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000103 \cdot 4320 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001602$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура	Неочищенный нефтяной газ	12	4320

(тяжелые углеводороды)			
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	4320
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	4320

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005790	0.00965702
0405	Пентан (450)	0.0005720	0.00954883
0410	Метан (727*)	0.0030500	0.0508593
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0008250	0.0137658
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0137000	0.2285285

5.1.2. Расчет выбросов вредных веществ от передвижных источников загрязнения

ЭРА v2.5 ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч"

Выбросы автотранспорта предприятия

Группа транспорт-ных средств	Коли-чест-во, шт.	Средне-годовой пробег на ед. транс-порта, км/год	Общий пробег тыс. км/год	Коэффициенты влияния						Удельные выбросы, г/с			Годовой выброс, т/год		
				среднего воз-раста парка			технического состояния			окись углерода	окислы азота	угле-водороды	окись углерода	окислы азота	угле-водороды
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Грузовые и специальные машины с двигателями:															
дизельными	5	700	3.5	1.30	1.00	1.19	1.25	0.90	1.30	0.138238	0.0525	0.0676813	0.0597188	0.02268	0.0292383
Автобусы с двигателями:															
бензиновыми	1	800	0.8	1.22	1.00	1.14	1.25	0.90	1.30	0.019392	0.0014722	0.0036135	0.050264	0.003816	0.0093662
Легковые служебные, специальные															
	3	1000	3	1.19	1.00	1.11	1.25	0.90	1.30	0.02307	0.0016667	0.0016701	0.0597975	0.00432	0.004329

При работе спецтехники и автотранспорта (от передвижных источников) за период проведения работ на одной скважине в атмосферный воздух поступит 0,2435 тонн загрязняющих веществ, на 5 – 1,2175 тонн.

5.1.3. Предложение по установлению предельно-допустимых выбросов (ПДВ)

При проведении разведочных работ на контрактной территории превышения нормативных критериев качества атмосферного воздуха на предлагаемой рассчитанной границе санитарно-защитной зоны вокруг скважины и ближайших жилых пунктах наблюдаться не будет в виду значительной удаленности и кратковременности проведения работ.

Предварительный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от скважин №78

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,00594	0,00214
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000511	0,000184
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	3,223381667	20,9716714
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,523799433	3,40789661
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,304677861	4,14222587
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,899166667	5,0959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000622407	0,01502536
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	4,201276111	47,9948952
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000417	0,00015
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	0,001833	0,00066
0405	Пентан (450)	100	25		4	0,00057878	0,01436065
0410	Метан (727*)			50		0,03779615	0,88635128

0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0,00083478	0,0207218
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,0198923	0,67599
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,00223	0,1227
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,0000291	0,001603
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3	0,00000915	0,000504
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,0000183	0,001008
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,00000405	0,00002524
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,041181642	0,22673502
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,0001	0,0000461
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	1,003805119	5,58560776
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	0,001558	0,000561
	В С Е Г О :					10,269663	89,16696
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)							

Предварительный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от скважин №№R101-105

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
						от 1 скв.		от 5 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	0,00594	0,00214	0,0297	0,0107
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000511	0,000184	0,002555	0,00092
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,672176333	8,97310195	13,3608817	44,86550976
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,434228567	1,45812907	2,17114283	7,290645335
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,151433528	0,50587392	0,75716764	2,52936959
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,706333333	2,2122	3,53166667	11,061
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000622407	0,00978541	0,00311204	0,04892707
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	2,417273333	8,0638596	12,0863667	40,319298
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000417	0,00015	0,002085	0,00075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на	0,2	0,03		2	0,001833	0,00066	0,009165	0,0033

	фтор/) (615)								
0380	Углерод диоксид					0,681149745	10,5932408	3,40574872	52,96620416
0405	Пентан (450)	100	25		4	0,00057878	0,00956523	0,0028939	0,04782615
0410	Метан (727*)			50		0,00320615	0,05281304	0,01603075	0,2640652
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0,00083478	0,01378946	0,0041739	0,0689473
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,0198923	0,2699215	0,0994615	1,3496075
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,00223	0,01517	0,01115	0,07585
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,0000291	0,000198	0,0001455	0,00099
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,00000915	0,0000623	0,00004575	0,0003115
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,0000183	0,0001245	0,0000915	0,0006225
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,0000036	0,0000149	1,8097E-05	7,43283E-05
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,036230292	0,12460292	0,18115146	0,623014579
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,0001	0,0000461	0,0005	0,0002305
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,886766236	3,01815304	4,43383118	15,09076521
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	0,001558	0,000561	0,00779	0,002805
	В С Е Г О :					8,023375	35,32435	40,116875	176,62173

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)
--

В выбросах присутствуют вредные вещества 1, 2, 3 и 4 классов опасности:

- высокоопасные – бенз/а/пирен, диоксид азота, соединения марганца, сероводород;
- опасные – диоксид серы, сажа, сварочный аэрозоль, оксид углерода, пыль неорганическая с содержанием кремния 20-70%;
- малоопасные – углеводороды.

Несмотря на то, что бенз/а/пирен является высоко опасным загрязнителем атмосферы (1 класс опасности), он значительного влияния на окружающую среду не окажет, ввиду его незначительного количества в составе выбросов.

5.1.4. Предложения по контролю выбросов в атмосферу.

Организацию контроля за состоянием загрязнения атмосферного воздуха на контрактной территории во время бурения скважин предлагается проводить в период проведения работ в соответствии с РНД 211.2.02.02-97, РНД 211.3.01.06-97. и «Типовыми правилами организации и ведения производственного мониторинга окружающей среды».

Непосредственно мониторинг атмосферного воздуха включает:

- организацию наблюдения за соблюдением нормативов ПДВ – контроль на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- организацию наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе нормативных санитарно-защитных зон.

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при проведении проектируемых работ, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Предложения по контролю на источниках выбросов в период бурения скважин на контрактной территории ТОО «АП-Нафта Оперейтинг» даны в соответствии с требованиями РНД 211.3.01.06-97 «Временное руководство по контролю источников загрязнения атмосферы». Метод контроля для основных источников выбросов (дизельных генераторов и тепловых установок) – расчетным путем, для передвижной техники и периодически работающих источников (склад цемента, сварочные посты и др.) – расчетный.

Все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых при $C_m / ПДК > 0,5$ выполняются неравенства:

$$M / ПДК > 0,01 \text{ при } H > 10\text{м};$$

$$M / ПДК > 0,10 \text{ при } H < 10\text{м}.$$

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал.

Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически 1 раз за период проведения работ.

Контроль над соблюдением нормативов ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию компании производителя работ.

Для определения частоты планового контроля предприятия определяют категорию его опасности.

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

Критерий опасности i-го загрязняющего вещества определяется по формуле:

$$K O B i = \left(\frac{M}{ПДК} \right) q$$

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

ПДКс.с – среднесуточная предельно допустимая концентрация, мг/м³ ;

q – постоянная, учитывающая класс опасности этого вещества (табл. 5.1.14).

Таблица 5.1.4.

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

Предварительная оценка воздействия на окружающую среду.

Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух.

Всего при проведении разведочных работ предварительно определено 18 единиц источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 10 являются организованными, 8 – неорганизованными.

Воздействие на атмосферный воздух в процессе разведочных работ оценивается следующим образом:

- пространственный масштаб воздействия - локальный (2 балла);
- временный масштаб – временный (2 балла);
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3 балла);

Интегральная оценка выражается 12 баллами – воздействие среднее.

Предварительная оценка воздействия на почвенный покров

В целом воздействие в процессе разведочных работ на месторождении на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – локальный;
- временной масштаб – многолетний;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная.

Интегральная оценка выражается 24 баллами – воздействие среднее.

При воздействии «среднее» изменения в среды превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Предварительная оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду

Ориентировочные нормативы отходов производства и потребления, образующиеся при разведочных работах на лицензионной территории составляют:

отходы производства от скважин №78,86 – 1468,06 т/год, отходов потребления – 11,1 т/год. отходы производства от скважин №67,71 – 890,77 т/год, отходов потребления – 6,78 т/год.

В целом воздействие в процессе разведочных работ на окружающую среду, отходами производства и потребления, при соблюдении проектных природоохранных требований, оценивается:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (2 балла);
- временный масштаб – временный (2 балла);
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3 балла);

Интегральная оценка выражается 12 баллами – воздействие среднее.

Предварительная оценка воздействия на геологическую среду.

В целом воздействие в процессе разведочных работ на геологическую среду, при соблюдении проектных природоохранных требований, оценивается:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (2 балла);
- временный масштаб – продолжительный (3 балла);
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3 балла);

Интегральная оценка выражается 18 баллами – воздействие среднее.

Предварительная оценка воздействия на почвенно-растительный покров

В целом воздействие в процессе разведочных работ на почвенно-растительный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, оценивается:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (2 балла);

- временный масштаб – временный (2 балла);
 - интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3 балла);
- Интегральная оценка выражается 12 баллами – воздействие среднее.

Предварительная оценка воздействия на животный мир

В целом воздействие в процессе разведочных работ на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, оценивается:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (2 балла);
- временный масштаб – временный (2 балла);
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3 балла);

Интегральная оценка выражается 12 баллами – воздействие среднее.

На основании интегральной оценки можно сделать вывод, что по интенсивности воздействия на компоненты окружающей среды наибольшее воздействие будет оказываться на почвенный покров, растительность, поверхностные и подземные воды, геологическую среду.

Предварительная оценка воздействия на подземные воды

В целом воздействие в процессе разведочных работ на состояние подземных вод, можно предварительно оценить:

- в пространственном масштабе – ограниченное (2 балла),
- во временном – продолжительное (3 балла),
- интенсивность воздействия – умеренное (3 балла).

Интегральная оценка выражается 18 баллами – воздействие среднее.

В целом воздействие на окружающую среду в процессе разведочных работ на месторождении Кемерколь ТОО «АП-Нафта Оперейтинг» принято как *локальное, умеренное и временное*.

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 буровой. 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 жилой зоны полевого лагеря в пределах нормативных требований к предельно-допустимым концентрациям в рабочей зоне.

Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на территории близлежащего населенного пункта ниже нормативных требований к предельно – допустимым концентрациям населенных мест.

Ввиду кратковременности проведения работ, воздействие на атмосферный воздух в период проведения работ оценивается как кратковременное, локальное, незначительное.

РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ПРОГРАММЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА.

Экологический мониторинг – информационная система наблюдений, оценки и прогноза изменений в состоянии окружающей среды, созданная с целью выделения антропогенной составляющей этих изменений на фоне природных процессов. Система экологического мониторинга должна накапливать, систематизировать и анализировать информацию:

- о состоянии окружающей среды;
- о причинах наблюдаемых и вероятных изменений состояния (т.е. об источниках и факторах воздействия);
- о допустимости изменений и нагрузок на среду в целом;
- о существующих резервах биосферы.

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 абиотической составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.

6.1. Мониторинг состояния технологического оборудования

Нефтедобывающая промышленность представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) и трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в том числе с токсичными и химически агрессивными, с высоким давлением и температурой.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим необходим периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- ◆ визуальный постоянный осмотр оборудования (перед сменой);
- ◆ периодическое тестирование приборов и оборудования.

6.2. Мониторинг состояния и размещения отходов

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

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;
- животный мир;

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации отходов.

6.3. Мониторинг состояния биосферы

Определение приоритетов при организации систем экологического мониторинга зависит от цели и задачи конкретных программ.

При проведении работ, приоритетным направлением являются наблюдения за поведением технологического процесса в окружающей среде и их влиянием на природные среды.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ может привести к изменениям следующих сред:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;
- радиоэкологическая обстановка

Воздух. Приведенные расчеты показывают, что проектируемые работы не окажут воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов. Расчетные уровни загрязнения на промышленной площадке ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, а концентрация загрязняющих веществ на территории жилых вагонов находятся в пределах допустимого.

Почвенно-растительный покров. Почвы рассматриваемого района характеризуются хлоридно-сульфатным типом засоления, большим количеством поглощенного натрия, низким содержанием гумуса. Почвы крайне неустойчивы к внешним воздействиям.

Развитие процесса образования ландшафтов соленосного класса, как подтвердили анализы проб почв, проходит в условиях хлоридно-сульфатных и сульфатно-хлоридных вод, имеющих очень высокую минерализацию, в результате чего формируются различного рода солончаки, почти всегда создаются условия для образования самосадной соли. Такое состояние почв создает условия для деградирования почв при антропогенных нагрузках в условиях разведки и добычи углеводородного сырья.

Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдения за уровнем загрязнения почв в соответствии существующими требованиями по почвам.

Подземные воды. Рассматриваемая территория расположена в пределах водоносного комплекса, который представляет собой огромный артезианский бассейн, представленный в верхнем ярусе хвалынским водоносным горизонтом.

Воздействие на подземные горизонты будет наблюдаться только при аварийных ситуациях, и проявляться в усилении процессов засоления и загрязнении нефтепродуктами, в связи с этим необходим контроль, за качеством подземных вод района работ.

Порядок организации и проведения наблюдений за состоянием поверхностных и подземных вод определен ГОСТом 17.1.3.07-82 Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды, водоемов и водотоков и методическими указаниями №1 171, №1 Г/2, №1 Г/3 «Качество воды». Отбор проб, хранение, обработка водных проб (включая подземные; питьевые, минеральные и поверхностные воды) природных объектов и атмосферных осадков».

Мониторинг за состоянием природных сред необходимо проводить не реже 1 раза в год.

6.4. Мониторинг состояния здоровья персонала

Оценка состояния здоровья персонала является неотъемлемой частью проведения экологического мониторинга. В соответствии «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» необходимо проводить контроль, за состоянием условий труда и здоровья работающего персонала.

6.5. Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического мониторинга на площадях работ определяются поставленными задачами.

Оборудования для проведения мониторинга природных сред.

Мониторинг природных сред включает проведения наблюдений за состоянием окружающей среды у устья скважин на площадках буровой.

6.6. Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам «Экологическому Кодексу Республики Казахстан».

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию Компании 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 об охране окружающей среды, нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и исполнительными местными органами.

РАЗДЕЛ 7. 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 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, утвержденный по Атырауской области на основании решения Атырауского областного маслихата составляет:

- ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников.

Таблица 9.1.1

№ 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 за выбросы загрязняющих веществ от сжигания попутного и (или) природного газа в факелах, осуществляемого в установленном законодательством Республики Казахстан порядке, составляют:

Таблица 9.1.2.

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)
1	2	3
1	Углеводороды	44,6
2	Окислы углерода	14,6
3	Метан	0,8
4	Диоксид серы	200
5	Диоксид азота	200
6	Сажа	240
7	Сероводород	1240
8	меркаптан	199320

Ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя, установленного на соответствующий финансовый год Законом о Республиканском бюджете. На 2021 год МРП в Республике Казахстан составляет 2917 тенге.

Таблица 9.1.3

Расчет платы за выбросы от стационарных источников загрязнения атмосферы при СМР, подготовительных работах и бурении одной скважины

Код вещества	Наименование загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Выбросы вредных веществ в т/год	МРП, тенге	Плата, тенге
			1 скв.		1 скв.
0337	Углерода оксид	0,32	7,51926	2917	6378,73864
0123	Железо	30	0,00214	2917	170,1942
0328	Углерод	24	0,33682902	2917	21430,4096
0301	Диоксид азота	20	7,54648	2917	400114,37
0304	Оксид азота	20	1,226303	2917	65018,5851
0333	Сероводород	124	0,00026552	2917	87,2827965
0330	Сера диоксид	20	3,2167	2917	170549,434
0405	Пентан	0,32	0,0000469	2917	0,03978621
0410	Метан	0,02	0,00025	2917	0,013255
0412	Изобутан	20	0,0000676	2917	3,584152
0415	Смесь углеводородов C1-C5	0,32	0,001122	2917	0,95181504
0703	Бенз/а/пирен	996600	0,0000091	2917	24042,0781
1325	Формальдегид	332	0,08510037	2917	74899,5588
2754	Смесь углеводородов C12-C19	0,32	2,18645109	2917	1854,81019
2908	пыль неорганическая: 70-20%	10	0,000561	2917	14,87211
	Всего:				764564,9221

Таблица 9.1.4

Расчет платы за выбросы от стационарных источников загрязнения атмосферы при испытании 1 скважины

Код вещества	Наименование загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Выбросы вредных веществ в т/год	МРП, тенге	Плата, тенге
			1 скв.		1 скв.
0337	Углерода оксид	0,32	8,08704	2917	6860,39777
0328	Углерод	24	0,566537	2917	36045,3501
0301	Диоксид азота	20	9,53856	2917	505734,451
0304	Оксид азота	20	1,550016	2917	82181,8483
0333	Сероводород	124	0,01720503	2917	5655,70628
0330	Сера диоксид	20	1,8792	2917	99635,184
0405	Пентан	0,32	0,01431375	2917	12,1426404
0410	Метан	0,02	0,076386	2917	4,04998572
0412	Изобутан	20	0,0206542	2917	1095,08568
0415	Смесь углеводородов C1-C5	0,32	3,622868	2917	3073,35138
0416	Смесь углеводородов C6-C10	0,32	1,214	2917	1029,86048
0602	Бензол	0,32	0,01586	2917	13,4543552
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,32	0,00498	2917	4,2246336
0621	Метилбензол (349)	0,32	0,00997	2917	8,4577504
0703	Бенз/а/пирен	996600	0,0000161	2917	42535,9843
1325	Формальдегид	332	0,14163466	2917	124657,197
2754	Смесь углеводородов C12-C19	0,32	3,39922267	2917	2883,62858
	Всего:				911 430,37

Таблица 9.1.5.

Расчет платы за выбросы от сжигания попутного и (или) природного газа в факеле при испытании скважины

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Фактический объем выброса ЗВ, т/год	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	1 МРП, тенге	Размер платы за выбросы, тенге
		От 1 скв.			От 1 скв.
1	окислы углерода	29,673216	14,6	2917	1148489,96
2	диоксид азота	4,4509824	200	2917	2359910,87
3	сажа	2,9673216	240	2917	1887928,69
4	метан	0,7418304	0,8	2917	1573,27391
	Всего				5397902,793

РАЗДЕЛ 8. ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ
Предварительная оценка воздействия на окружающую среду
к «Дополнению проекта разведочных работ по оценке углеводородов
на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г»

Инвестор (Заказчик)	ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»
Источники финансирования	Собственные
Местоположение объекта	Атырауская область Республики Казахстан
Полное наименование объекта, сокращенное обозначение, ведомственная принадлежность или указание собственника	ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»
Представленные проектные материалы (полное название документации)	-«Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г» - ПредОВОС к «Дополнению проекта разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г»
Проектные организации:	ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч »
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	
Общая проектная площадь	2,5 га на скважину
Намечающееся строительство сопутствующих объектов социально-культурного назначения	Нет
Основные технологические процессы	Разведочные работы на нефть и газ
Обоснование социально-экономической необходимости намечаемой деятельности	Экономическое развитие региона; Использование местных трудовых ресурсов; Платежи в бюджет.
Сроки намечаемых работ	2021-2022 гг
Санитарно-защитная зона	500 м
Материал, емкость:	
• местное	Сырье Республики Казахстан
• привозное	

Технологическое и энергетическое топливо	Дизельное топливо, бензин
Электроэнергия, тепло	Дизельные генераторы
УСЛОВИЯ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОЕ ВЛИЯНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	
Загрязнение атмосферного воздуха	<p>В период проведения работ при строительстве скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105 будет действовать всего 27 стационарных источника. Из них 9 организованных и 18 неорганизованных источников.</p> <p>Всего при выполнении планировочных работ по обустройству земельного участка, бурении и испытании скважины №78 определено 21 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 10 являются организованными. В атмосферу будут выбрасываться вещества 23 наименований.</p> <p>Всего стационарными источниками за период проведения работ на месторождении Кемерколь будет выброшено:</p> <p><u>В 2022 гг. (скв. №78):</u> от 1 скважины - 89,16696232 тонн загрязняющих веществ;</p> <p><u>В 2021-2022 гг. (скв. №№ R101-105):</u> от 1 скважины - 35,32434674 тонн, от 5 скважин – 176,6217337 тонн загрязняющих веществ/</p>
Источники физического воздействия, их интенсивность и зоны возможного влияния: технологический комплекс буровой генератор	Силовые приводы бурового насоса и лебедки, дизельгенераторы
Источники водоснабжения:	Вода питьевая – привозная по договору Вода техническая – привозная по договору
Общее потребление воды при проведении работ, м³:	<p><u>Потребление воды в период строительства скважины №78 2022 г. составит:</u> Вода питьевая на одну скважину – 1586,25 м³ Вода техническая на одну скважину – 3051,4 м³.</p> <p><u>Потребление воды в период строительства скважин №№ R101-105 в 2021-2022 гг./ составит:</u> Вода питьевая на одну скважину – 945 м³ Вода техническая на одну скважину – 1864,28 м³.</p>
Количество сточных вод, м³:	Количество хозяйственно-бытовых сточных вод при строительстве скважин №78 составит:

	На 1 скважину - 1110,4 м ³ . Количество хозяйственно-бытовых сточных вод при строительстве скважин №№ R101-105 составит: На 1 скважину - 661,5 м ³ .
<i>Места отведения:</i>	Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.
<i>Предполагаемые способы утилизации</i>	Повторное использование БСВ в системе оборотного водоснабжения
Земли	
<i>Характеристика, отчуждаемых земель (краткосрочное пользование). Площадь:</i>	2,5 га на 1 скважину
<i>Нарушенные земли, требующие рекультивации:</i>	2,5 га – на 1 скважину;
<i>Типы почв, наиболее подверженных нарушению</i>	Зональным подтипом почв подзоны северных пустынь являются бурые пустынные почвы, наряду с которыми широко распространены солонцы, гидроморфные засоленные почвы и солончаки
<i>Типы растительности, подвергающиеся техногенному воздействию</i>	Растительность пустынь характеризуется доминированием ксерофильных и галофильных полукустарничков и полукустарников (солянок и полыней) или однолетников (солянок) с недоразвитыми листьями, наиболее устойчивых против неблагоприятных пустынных условий. Из других жизненных форм распространены коротковегетирующие однолетние и многолетние травы (эфемеры и эфемероиды).
<i>Источники прямого воздействия на животный мир</i>	<ul style="list-style-type: none"> • прямое изъятие мест обитаний и ухудшение кормовой базы животных; • усиление беспокойства диких животных в окружающих угодьях; • распугивание животных шумом техники на территориях, прилегающих к участкам строительства; • создание помех для естественной миграции животных при пересечении строительством

	маршрутов их движения; <ul style="list-style-type: none">• непосредственная гибель животных в результате механического повреждения, отравлений и т.д.																																																																																																				
Воздействие на охраняемые природные территории (заповедники, национальные парки, заказники)	Нет																																																																																																				
Отходы производства за период проведения работ, т/год	<div>Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве сквжин №78 в 2022 г.</div> <table><tr><th rowspan="2">.Наименование отходов</th><th colspan="2">Образование отходов</th></tr><tr><th colspan="2">При строительстве 1 скважины</th></tr><tr><td>1</td><td colspan="2">2</td></tr><tr><td>Всего</td><td colspan="2">1479,16</td></tr><tr><td>в том числе:</td><td colspan="2"></td></tr><tr><td>отходов производства</td><td colspan="2">1468,06</td></tr><tr><td>отходов потребления</td><td colspan="2">11,1</td></tr><tr><td colspan="3">Зеленый список отходов</td></tr><tr><td>ТБО, тонн</td><td colspan="2">11,1</td></tr><tr><td>Металлолом, тонн</td><td colspan="2">2,02</td></tr><tr><td>Огарки использованных электродов</td><td colspan="2">0,075</td></tr><tr><td>Пустая бочкотара</td><td colspan="2">0,5</td></tr><tr><td>Использованная тара</td><td colspan="2">1,5</td></tr><tr><td colspan="3">Янтарный список отходов</td></tr><tr><td>Буровой шлам</td><td colspan="2">482,52</td></tr><tr><td>ОБР</td><td colspan="2">980,94</td></tr><tr><td>Отработанное масло</td><td colspan="2">0,507</td></tr></table> <div>Предварительные нормативы размещения отходов при строительстве скважины №R101-105в 2021-2022 гг.</div> <table><tr><th rowspan="2">.Наименование отходов</th><th colspan="2">Образование отходов</th></tr><tr><th>При строительстве 1 скважины</th><th>При строительстве 5 скважин</th></tr><tr><td>1</td><td>2</td><td>3</td></tr><tr><td>Всего</td><td>897,55</td><td>1795,1</td></tr><tr><td>в том числе:</td><td></td><td></td></tr><tr><td>отходов производства</td><td>890,77</td><td>1781,54</td></tr><tr><td>отходов потребления</td><td>6,78</td><td>13,56</td></tr><tr><td colspan="3">Зеленый список отходов</td></tr><tr><td>ТБО, тонн</td><td>6,78</td><td>13,56</td></tr><tr><td>Металлолом, тонн</td><td>2,02</td><td>4,04</td></tr><tr><td>Огарки использованных электродов</td><td>0,075</td><td>0,15</td></tr><tr><td>Пустая бочкотара</td><td>0,5</td><td>1</td></tr><tr><td>Использованная тара</td><td>1,5</td><td>3</td></tr><tr><td colspan="3">Янтарный список отходов</td></tr><tr><td>Буровой шлам</td><td>262,05</td><td>524,1</td></tr><tr><td>ОБР</td><td>624,12</td><td>1248,24</td></tr><tr><td>Отработанное масло</td><td>0,507</td><td>1,014</td></tr></table>	.Наименование отходов	Образование отходов		При строительстве 1 скважины		1	2		Всего	1479,16		в том числе:			отходов производства	1468,06		отходов потребления	11,1		Зеленый список отходов			ТБО, тонн	11,1		Металлолом, тонн	2,02		Огарки использованных электродов	0,075		Пустая бочкотара	0,5		Использованная тара	1,5		Янтарный список отходов			Буровой шлам	482,52		ОБР	980,94		Отработанное масло	0,507		.Наименование отходов	Образование отходов		При строительстве 1 скважины	При строительстве 5 скважин	1	2	3	Всего	897,55	1795,1	в том числе:			отходов производства	890,77	1781,54	отходов потребления	6,78	13,56	Зеленый список отходов			ТБО, тонн	6,78	13,56	Металлолом, тонн	2,02	4,04	Огарки использованных электродов	0,075	0,15	Пустая бочкотара	0,5	1	Использованная тара	1,5	3	Янтарный список отходов			Буровой шлам	262,05	524,1	ОБР	624,12	1248,24	Отработанное масло	0,507	1,014
.Наименование отходов	Образование отходов																																																																																																				
	При строительстве 1 скважины																																																																																																				
1	2																																																																																																				
Всего	1479,16																																																																																																				
в том числе:																																																																																																					
отходов производства	1468,06																																																																																																				
отходов потребления	11,1																																																																																																				
Зеленый список отходов																																																																																																					
ТБО, тонн	11,1																																																																																																				
Металлолом, тонн	2,02																																																																																																				
Огарки использованных электродов	0,075																																																																																																				
Пустая бочкотара	0,5																																																																																																				
Использованная тара	1,5																																																																																																				
Янтарный список отходов																																																																																																					
Буровой шлам	482,52																																																																																																				
ОБР	980,94																																																																																																				
Отработанное масло	0,507																																																																																																				
.Наименование отходов	Образование отходов																																																																																																				
	При строительстве 1 скважины	При строительстве 5 скважин																																																																																																			
1	2	3																																																																																																			
Всего	897,55	1795,1																																																																																																			
в том числе:																																																																																																					
отходов производства	890,77	1781,54																																																																																																			
отходов потребления	6,78	13,56																																																																																																			
Зеленый список отходов																																																																																																					
ТБО, тонн	6,78	13,56																																																																																																			
Металлолом, тонн	2,02	4,04																																																																																																			
Огарки использованных электродов	0,075	0,15																																																																																																			
Пустая бочкотара	0,5	1																																																																																																			
Использованная тара	1,5	3																																																																																																			
Янтарный список отходов																																																																																																					
Буровой шлам	262,05	524,1																																																																																																			
ОБР	624,12	1248,24																																																																																																			
Отработанное масло	0,507	1,014																																																																																																			

Предполагаемые способы ликвидации отходов	Передача специализированным предприятиям
Наличие радиоактивных источников, оценка их возможного воздействия	На территории установлено фоновое содержание радионуклидов
Потенциально опасные технологические линии и объекты	Комплекс буровой бурильные колонны, бурильные инструменты и др.
Вероятность возникновения аварийных ситуаций	Низкая, последствия – умеренные.
Радиус возможного воздействия	При буровых работах – 13-м.
Комплексная оценка изменений в окружающей среде, вызванных воздействием объекта, а также его влияние на условия жизни и здоровью населения	Уровень воздействия буровых 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.
Обязательства заказчика (инициатора хозяйственной деятельности) по созданию благоприятных условий жизни населения в процессе строительства, эксплуатации объекта и его ликвидации	В процессе строительства и бурения скважин Заказчик и Генеральный Подрядчик буровых работ берет на себя обязательство перед Компетентными органами соблюдать Законодательство о недрах и недропользовании, касающееся охраны Недр и окружающей среды, безопасности населения и персонала

/ Генеральный директор
ТОО «АП - Нафта Оперейтинг»



О.Л.Сисекенов

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.;
- Кодекс о недрах и недропользовании;
- 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.;
- 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 параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Приложения

Приложение 1. Карты рассеивания.

ПК ЭРА v2.5. Модель: ОНД-86
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

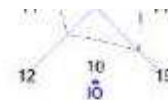
Изолинии в долях ПДК

- 0,050 ПДК
- 0,062 ПДК
- 0,100 ПДК
- 1,000 ПДК
- 3,381 ПДК



Макс концентрация 5,4709458 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$.
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с.
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165.
Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

Территория предприятия

Санитарно-защитные зоны, группа N 01

Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изопикни в долях ПДК

0.005 ПДК

0.050 ПДК

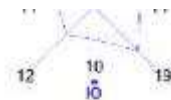
0.100 ПДК

0.275 ПДК

0 6026 18078м
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.4445144 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчётный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 62000 м,
шаг расчётной сетки 500 м, количество расчётных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5. Модель: ОНД-86
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

Территория предприятия

Санитарно-защитные зоны, группа N 01

Расчетные прямоугольники, группа N 01

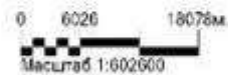
Изолинии в долях ПДК

0.004 ПДК

0.050 ПДК

0.100 ПДК

0.401 ПДК



Макс концентрация 0.5491205 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

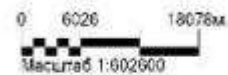


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изопикни в долях ПДК

- 0.007 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.429 ПДК



Макс концентрация 0.4771227 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5. Модель: ОНД-86
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



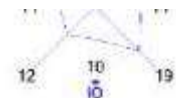
Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изопикни в долях ПДК
0.002 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.128 ПДК

0 6026 18078 м
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.1860461 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчётный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 62000 м,
шаг расчётной сетки 500 м, количество расчётных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5. Модель: ОНД-86
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

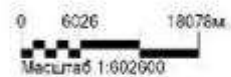


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изопикни в долях ПДК

- 0.001 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.144 ПДК



Макс концентрация 0.2037342 ПДК достигается в точке $x = -16560$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195165
Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.003 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.171 ПДК

0 6026 18078 м
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.3194423 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчётный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчётной сетки 500 м, количество расчётных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86

2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изопикеты в долях ПДК

- 0.004 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.218 ПДК



Макс концентрация 0.3858404 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
 При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 62000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
 Расчет на существующее положение

ПК ЭРА v2.5. Модель: ОНД-86
31 0301+0330



Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.069 ПДК
0.100 ПДК
1.000 ПДК
3.801 ПДК

0 6026 18078 м
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 5.9480681 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

Приложение 2. Геологический отвод и картограмма



Приложение №
к Контракту № 1580 от 18.11.2004г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)

от 17 мая 2016г. Рег. № 244 Р-УБС

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

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ» для осуществления операций по недропользованию на месторождении *Кемерколь* в пределах блоков *XXIII-16-Е(частично); XXIV-16-А(частично), В(частично)* на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан Протокол № 7 от 05 мая 2016 года.

Геологический отвод расположен в **Атырауской области**.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены **угловыми точками с № 1 по № 9**

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	47	55	53	54	07	40
2	47	57	31	54	07	27
3	47	57	36	54	07	40
4	47	58	20	54	07	30
5	47	59	35	54	10	00
6	47	58	40	54	10	00
7	48	00	52	54	14	37
8	47	58	43	54	17	13
9	47	55	22	54	10	24

Площадь геологического отвода – **65,0** (шестьдесят пять) кв. км.

Глубина разведки – до фундамента.

Заместитель Председателя



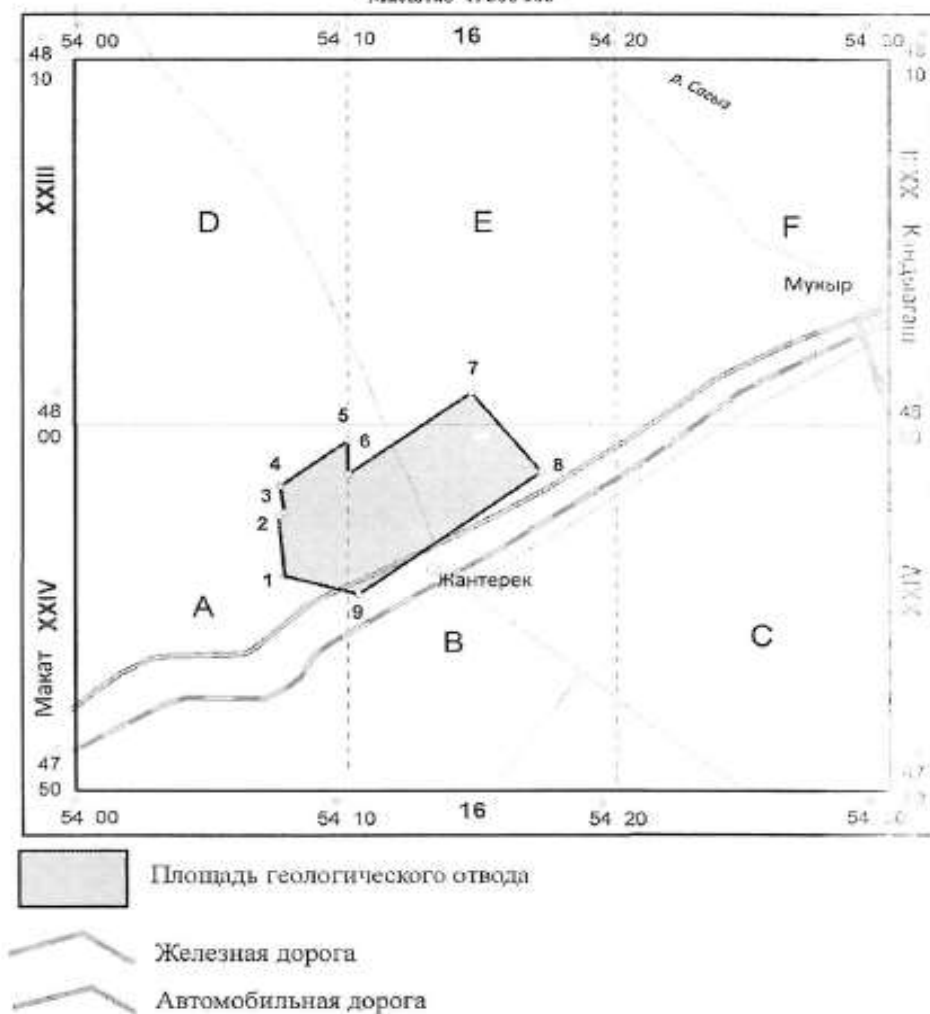
(Handwritten signature)

Н.Курбанов

г. Астана
май, 2016г.

Приложение № _____
к геологическому отводу
по Контракту № 1580 от 18.11.2004г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 17 мая 2016г. Рег. № 244 Р-УВС

Картограмма
расположения геологического отвода на месторождении Кемерколь.
в пределах блоков XXIII-16-E(частично), XXIV-16-A(частично), B(частично)
Масштаб 1: 300 000



г. Астана,
май, 2016г.

Приложение 3. Заключение ГЭЭ

<p>ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ АТЫРАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ</p> <p>060011, ҚР, Атырау қаласы, Б. Құлманов көшесі, 137 үй тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623 e-mail: atyrauekol@rambler.ru</p>		<p>Министерство Энергетики РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ</p> <p>Номер: KZ31VCY00137363 Дата: 26.11.2018</p> <p>060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623 e-mail: atyrauekol@rambler.ru</p>
--	---	--

_____ 20 _____ жыл

№ _____

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

государственной экологической экспертизы на проект
«Предварительная оценка воздействия на окружающую среду»
к «Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на
месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г».

Материалы разработаны: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» (ГЛ
№01042Р от 14.07.07 г.) г. Атырау, ул. Хакимова 4.

Заказчик материалов проекта: ТОО «АП-Нафта Оперейтинг», адрес: г.
Атырау, ул. Канцева 7.

На рассмотрение государственной экологической экспертизы
представлены:

- Проект разведочных работ по оценке углеводородов на
месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г;
 - Проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую
среду» к «Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на
месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г»;
 - Письмо - пояснение;
 - Объявление в газете «Прикаспийская коммуна» от 09.10.2018г.
- Материалы поступили на рассмотрение 12.10.2018г.
№KZ11RCP00070364.

Общие сведения

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной
части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия
Кемерколь.

По административному делению контрактная территория Кемерколь
расположена в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики
Казахстан.

Географически площадь находится в пределах Астраханско-

Площадь контрактной территории составляет 65 кв.км, глубина геологического отвода - до фундамента.

Проектом закладывается бурение шести скважин №№78, 86, 87, 88 проектными глубинами 2500±250 м, скв.№67 проектной глубиной 1000±250 м и №71 проектной глубиной 850±250 м. Из них 3 скважины №№78, 87, 88 зависимые от результатов бурения скв.85. Целью бурения скважины №№78, 86, 87, 88 является изучение геологического строения и поисков залежей УВС в подкарнизных пермотриасовых отложениях, целью бурения скважин №67 и №71 является изучение геологического строения и поиски и оценка нефтеносности юрских и триасовых отложений.

Календарный план

По календарному плану на монтаж буровой вышки, бурение скважины, испытание перспективных объектов, демонтаж и переброску вышки отводятся 365 дней на строительство скважин №№78, 86, 87, 88; на строительство скважин №№67 и 71 - 223 дня.

Календарный план бурения проектируемых скважин

№№	Номера проект. скважин	Проектные глубины, м	Годы бурения	Продолжительность строительства скважины, дни	Примечания
1	2	3	4	5	
<i>Независимые скважины</i>					
1	86	2500	2019	365	
2	67	1100	2021	223	
3	71	850	2021	223	
<i>Зависимые скважины</i>					
4	78	2500	2019	365	Зависимые от результатов бурения скв.85
5	87	2500	2020	365	
6	88	2500		365	
Всего		11950			

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин №№78, 86, 87, 88 являются:

За период строительно-монтажных и подготовительных работ

6001 – земляные работы;

6002 - участок сварки.

За период бурения скважин:

Организованные источники

0001 – дизельный двигатель «G12V190PZLG»;

0002-0003 – дизельный двигатель «CAT3512 DITA»;

0004 – дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»;

0005 – дизельный генератор (резервный);

0006 – цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;

0007 – передвижная паровая установка (ППУ).

Неорганизованные источники

6003 – емкость для хранения дизельного топлива;

6004 – насос для перекачки дизельного топлива;

За период испытания скважины**Организованные источники**

- 0008 – дизельный двигатель при освещении;
- 0009 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;
- 0010 – факельная установка;

Неорганизованные источники

- 6007 – площадка налива нефти;
- 6008 – устье скважины.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин №№67, 71 являются:

За период строительно-монтажных и подготовительных работ

- 6001 – земляные работы;
- 6002 – участок сварки.

За период бурения скважин:**Организованные источники**

- 0001 – дизельный двигатель «Cat3512DITA»;
- 0002-0003 – дизельный двигатель «CAT3406», мощностью 460 кВт;
- 0004 – дизельный двигатель «CAT3406», мощностью 400 кВт;
- 0005 – дизельный генератор (резервный);
- 0006 – цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;
- 0007 – передвижная паровая установка (ППУ).

Неорганизованные источники

- 6003 – емкость для хранения дизельного топлива;
- 6004 – насос для перекачки дизельного топлива;
- 6005 – емкость для хранения масла;
- 6006 – блок приготовления бурового раствора.

За период испытания скважины**Организованные источники**

- 0008 – дизельный двигатель при освещении;
- 0009 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;
- 0010 – факельная установка;

Неорганизованные источники

- 6007 – площадка налива нефти;
- 6008 – устье скважины.

Всего при выполнении планировочных работ по обустройству земельного участка, бурении, испытании скважин определено 18 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 10 являются организованными, 8 – неорганизованными. В атмосферу будут выбрасываться вещества 23 наименований.

Всего стационарными источниками за период проведения работ на

Вывод:

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» к «Проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г».

**Руководитель Департамента,
Руководитель экспертного подразделения**

А. Сафин

Исп: А.Халиахметова

Приложение 4. Исходные данные

**Исходные данные
на разработку проекта Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к
«Дополнению проекта разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении
Кемерколь согласно контракта №1580 от 18.11.2004 г».**

1. Количество проектируемых скважин – 6 ед. (№№78, R101, R102, R103, R104, R105).
2. Период строительства скважин - 2021-2022 гг.
3. Источники водоснабжения:- вода для питьевых и хоз-бытовых нужд – привозная;
- вода для технических нужд – привозная.
4. Количество персонала, задействованного при строительстве скважин – 35 чел.
5. Средний ожидаемый дебит скважин №78 – 38,45 т/сут., газовый фактор – 250 м3/т.
Средний ожидаемый дебит скважин №№R101, R102, R103, R104, R105 - 19 т/сут.,
газовый фактор – 36,2 м3/т.
6. Календарный план бурения проектируемых скважин:

№№	Номера проект. скважин	Проектные глубины, м	Годы бурения	Продолжительность строительства скважины, дни	Примечания
1	2	3	4	5	
1	78	2500	2022	287	
2	R101	1300	2021	217	
3	R102	1700	2021	220	
4	R103	2000	2022	224	
5	R104	1400	2022	218	
6	R105	1400	2022	218	
Всего		10300			

Объемы сжигаемого газа на факеле при испытании скважины №78.

Расчет нормативов сжигания газа при испытании объектов скважин выполнен в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

1) Согласно данной Методике расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатнонефтяных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

$$VIII = D \times Gf \times T, \quad (3)$$

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м3;

D – средний ожидаемый дебит скважин, (дебит скважины – объем добытой нефти за одни сутки, т/сут.) = 50 м3/сут = 50 м3/сут * 0,769 т/м3 = **38,45 т/сут**;

Gf – газовый фактор, м3/т (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти, м3/т) = **250 м3/т**;

T – количество дней испытания объектов скважин = **270 дн.**

Объем сжигания газа при испытании скважины равен:

$$VIII = 38,45 \text{ т/сут} \times 250 \text{ м3/т} \times 270 \text{ дн.} = 2\,595\,375 \text{ м3}$$

Объемный расход газа сжигаемого на факеле соответственно составляет ***B***, м³/с: 0,1113.

2) Расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов газовых и газоконденсатных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

$$VIII = D \times T, (4)$$

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м³;

D – дебит скважин (объем добытого сырого газа за одни сутки= 9 840 м³/сут.);

T – количество дней испытаний объектов скважин = 270 суток.

Объем сжигания газа при испытании скважины равен:

$$VIII = 9840 \text{ м}^3/\text{сут} \times 270 \text{ дн.} = 2\,656\,800 \text{ м}^3$$

Итого объемный расход газа сжигаемого на факеле составляет ***B***, м³/с: 0,1139.

Объемы сжигаемого газа на факеле при испытании скважин №№ R101, R102, R103, R104, R105

Расчет нормативов сжигания газа при испытании объектов скважин выполнен в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

1) Согласно данной Методике расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатнонефтяных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

$$VIII = D \times G_f \times T, (3)$$

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м³;

D – средний ожидаемый дебит скважин, (дебит скважины – объем добытой нефти за одни сутки, т/сут.) = 20 м³/сут = 20 м³/сут * 0,95 т/м³ = **19 т/сут**;

G_f – газовый фактор, м³/т (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти, м³/т) = 36,2 м³/т;

T – количество дней испытания объектов скважин = **202 дн.**

Объем сжигания газа при испытании скважины равен:

$$VIII = 19 \text{ т/сут} \times 36,2 \text{ м}^3/\text{т} \times 202 \text{ дн.} = 138935,6 \text{ м}^3$$

Объемный расход газа сжигаемого на факеле соответственно составляет ***B***, м³/с: 0,00796.

Генеральный директор
ТОО «АП - Нафта Оперейтинг»



О.Л.Сисекенов

Приложение 7. Лицензия



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

18018253



Страница 1 из 2

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.

18018253

1 беттен 1-бет



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., Атырау к., 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.