



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «Светланд-Ойл»



Ж.А. Абілкарес

2023 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОКТЯБРЬСКОЕ
по состоянию на 01.05.2023 г.

Договор № 140 от 23.05.2023 г.

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,
канд. экон. наук

Заместитель генерального директора
по экологии

Директор департамента охраны недр и
окружающей среды

Ответственный исполнитель,
главный специалист



И.О. Герштанский

А.О. Дусенбаева

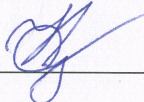
Л.У. Ешбаева

В.В. Целпанова

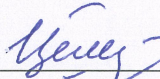
Актау/Уральск, 2023

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

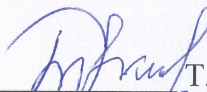
Директор Департамента охраны недр
и окружающей среды

 Л. У. Ешбаева

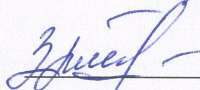
Ответственный исполнитель,
Главный специалист

 В. В. Целпанова

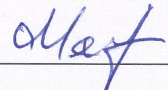
Главный специалист

 Т. Ю. Мигунова

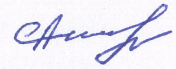
Главный специалист

 З. Ж. Мурталиев

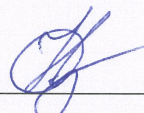
Главный специалист

 Г. А. Мендигашиева

Старший специалист

 И. А. Саргожа

Т. контроль

 Л. У. Ешбаева

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	12
1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	16
1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	16
1.1.1 Общая информация о месторождении	16
1.1.2 Климатическая характеристика	18
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей.....	23
1.1.3 Поверхностные воды	26
1.1.4 Подземные воды.....	27
1.1.5 Характеристика геологического строения	27
1.1.6 Тектоническая характеристика	33
1.1.7 Нефтегазоносность.....	38
1.1.8 Характеристика почвенного покрова	48
1.1.9 Характеристика растительного покрова	48
1.1.10 Характеристика животного мира.....	50
1.1.11 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры	52
1.1.11.1 Особо охраняемые природные территории	52
1.1.11.2 Памятники истории и культуры.....	54
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	56
1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды	56
1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод	57
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения	58
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова.....	59
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..	61
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	62
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	63
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	63
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	65
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки	67
1.5.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	74
1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	76
1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа	77
1.6 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ	93
1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	95
1.8 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	

РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ..... 96

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	96
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	96
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	101
1.8.1.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	110
1.8.1.4 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ	112
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух	121
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	121
1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы	124
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	124
1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	125
1.8.2.3. Водный баланс объекта	125
1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды	126
1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод	127
1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	129
1.8.3 Оценка воздействия на недра	130
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	130
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	146
1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	148
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	149
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	149
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	151
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	152
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	152
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	154
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова	157
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир	158
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	158
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	159
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	160
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	162
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	162
1.8.7.2 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия	165
1.8.7.3 Характеристика радиационной обстановки в районе работ	167

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... 169

1.9.1 Виды и объемы образования отходов	169
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	175
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	177
1.9.4 Программа управления отходами	179

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 182



2.1 Социально-экономические условия	182
2.2 Социально – экономическое положение Атырауской области	182
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	188
3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	191
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта (КП 5.1)	193
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	196
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ)	196
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	196
Для разработки месторождения Октябрьское рассмотрены 3 варианта разработки. Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению.	196
4.3 Различная последовательность работ.....	196
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	199
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	200
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	200
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	200
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	200
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	202
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	205
5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.....	205
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	205
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту .	206
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	206
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	207
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	207
6.2 Биоразнообразие.....	209
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	209
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	210
6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).....	210
6.6 Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	211
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	212
7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И	

ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	213
7.1 Строительство и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по утилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	213
7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)	216
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	217
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	220
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	221
11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	222
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	223
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	226
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	227
11.4 Безопасность жизнедеятельности	229
11.4.1 Общие положения	229
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности	230
12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	233
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	233
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	234
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения	237
12.4 Мероприятия по сохранению недр	238
12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	239
12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности	242
12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира	243
12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	244
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ .	247
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ.....	249
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	249
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу	250
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	253

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	254
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	255
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	255
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	258
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	261
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	262
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	265
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	266
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух	266
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	321
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	321
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	326
Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний	326
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	335
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование	335
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	340
Горный отвод месторождения Октябрьское	340
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	343
Санитарно-эпидемиологическое заключение на Проект установления санитарно-защитной зоны	343

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Октябрьское открыто в 1970 г. Первые притоки нефти и газа в скважинах 2, 6 были получены из келловейских отложений средней юры. Промышленная нефтегазоносность связана с терригенными отложениями мела и средней юры.

В 1975 г. был составлен оперативный подсчет запасов нефти и газа. Подсчитанные по категории C_1 геологические/извлекаемые запасы нефти 635/317 тыс.т, газа 24,3 млн.м³ по I келловейскому горизонту в связи с ограниченными запасами и удаленностью от разрабатываемых месторождений были отнесены к забалансовым (Протокол ЦКЗ МинГеоСССР от 26 марта 1975 г.).

В 1991 г. ЦНИЛ ПО «Эмбанефть» составлена «Технологическая схема разработки месторождения Октябрьское». Рассматривались два варианта разработки. К реализации был принят II вариант разработки с приконтурным заводнением.

Месторождение вступило в разработку в 1992 г. на основании проекта «Технологическая схема разработки месторождения Октябрьское».

В 1993 г. была составлена «Дополнительная записка к технологической схеме разработки месторождения Октябрьское», в связи с отставанием темпа разбуривания и освоения системы разработки в процессе реализации проекта, в которой был рассмотрен дополнительный третий вариант разработки.

В 1996 г. запасы нефти и газа по категории C_1 по I келловейскому горизонту месторождения Октябрьское в количестве 635 тыс.т., в том числе извлекаемых 317 тыс.т. нефти и газа 24,3 млн.м³, отнесенные ранее к забалансовым, были переведены в балансовые. (Протоколом ГКЗ РК №90-ПЗ от 10 апреля 1996 г.).

В 2004 г. выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское» (протокол ГКЗ № 325-04-У от 12.07.2004 г.).

В 2006 г. составлена «Уточненная технологическая схема разработки...», утвержденный ЦКРР РК (протокол № 40 от 17.11.2006 г.) на основе отчета «Подсчет запасов нефти и газа...» (протокол ГКЗ № 325-04-У от 12.07.2004 г.). Согласно проектному документу (УТС) на месторождении было выделено 2 объекта разработки:

- I объект (возвратный) – неокомский горизонт;
- II объект – I-II келловейские горизонты.

По утвержденному варианту на месторождении планировалась разработка II объекта с ППД заводнением и вводом из бурения 6 проектных добывающих скважин. I объект

предлагалось разрабатывать на естественном режиме истощения скважиной 3, вводимой из консервации, и скважиной 104 после выработки извлекаемых запасов II объекта в 2012 г.

В 2009 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Октябрьское», где были уточнены показатели разработки на 2009-2012 гг.

В 2012 г. составлен «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.01.2012 г.», и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК протоколом № 418 от 18.07.2012 г., где были утверждены технологические показатели на период 2012-2014 гг.

В 2015 г. выполнен и утвержден «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское по состоянию на 02.01.2015г.» (протокол ГКЗ РК №1612-15-У от 03.11.2015 г.).

В 2015 г. составлен «Анализ разработки месторождения Октябрьское», утвержденный МИР РК Комитетом геологии и недропользования (протокол № 27-5-122-И от 19.01.2016 г.), в рамках которого были утверждены уточненные показатели на 2015-2017 гг.

Согласно «Уточненной ТСП-2006 г.», ППД на месторождении предусматривалось начать с 2010 г. на II объекте, путем перевода одной скважины (10) из добывающего фонда в нагнетательный, с годовым уровнем закачки воды 31,2 тыс.м³. Для закачки воды предлагалось использовать собственную подтоварную воду месторождения. Однако, учитывая активность законтурных вод, по причине которой наблюдается высокий рост обводненности продукции, а также по причине близкого расположения к остальным добывающим скважинам внутри контура нефтеносности, скважину 10 рекомендовалось перевести в наблюдательный фонд. Исходя из этого, с целью создания дополнительного притока и вытеснения нефти, оставшейся невыработанных зон около скважины 10, скважина 106 была переведена в нагнетательный фонд в 2014 г.

В 2016 г. с целью изменения контура и глубины Горного отвода составлен «Проект горного отвода месторождения Октябрьское» и на основании решения Компетентного органа Министерства энергетики РК (протокол № 10/МЭ РК от 24 июня 2016 г.), РЦГИ «Казгеоинформ» выдал ТОО «Светланд-Ойл» расширенный горный отвод с площадью 0,62 км². При этом глубина горного отвода изменена до минус 1040 м.

Согласно письму № 08-03/6671 от 14.03.2016 г. расширение Горного отвода проводилось в соответствии пункта 4 статьи 70 Закона «О недрах и недропользовании», где расширение не должно превышать по размерам пятидесяти процентов от контрактной территории недропользователя.

В 2017 г. выполнен прирост запасов нефти и газа за счет расширения горного отвода, согласно выполненного отчета «Перераспределение запасов нефти и газа месторождение Октябрьское в пределах горного отвода № 261 Д-УВС от 16.11.2016 г.» (протокол № 1809-17-У).

В 2017 г. составлен «Анализ разработки месторождения Октябрьское» по состоянию на 01.06.2017 г., рассмотренный и утверждённый ЦКРР РК (протокол № 87/25 от 28.07.2017 г.), в котором были уточнены технологические показатели на 2017-2019 гг. Согласно данного отчета пробурили 2 скважин: оценочная (111), на новой приращенной территории с целью подтверждения запасов нефти на отложениях неокомского (I и II-неоком) и келловейского (I и II-келловей) горизонтов, оцененных по категории C₂, и эксплуатационная (116), вскрывшая отложения средней юры.

В 2019 г. выполнен и утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское по состоянию на 02.01.2019 г.» (протокол ГКЗ РК № 2117-19-У от 20.11.2019 г.).

В связи с завершением срока действия Контракта № 82 на добычу УВ сырья на нефтяном месторождении Октябрьское (27.03.2021 г.), в соответствии с пунктом 10 статьи 120 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» было проведено продление Контракта № 4882-УВС МЭ на добычу углеводородов на месторождении Октябрьское, в Курмангазинском районе Атырауской области РК 25 декабря 2020 г. Срок действия Контракта продлен на 5 лет и истекает 27 марта 2026 г.

В 2019 г. был составлен «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2019 г. », который утвержден ЦКРР РК (протокол № 1/2 от 24.06.2020 г.). Выделено 2 эксплуатационных объектов: I объект (возвратный) – неокомский горизонт; II объект – I-II келловейские горизонты.

По рекомендуемому варианту предусматривалось бурение 1 добывающей скважины (112) в 2021 г. Ввод скважины 103 на I объект путем проведения изоляции обводненных интервалов и ввод из консервации скважины 111. Предусмотрен вывод из консервации путем перевода 1 скважины (104) на II объект. Также предусматривался перевод одной добывающей скважины (107) с I на II объект и перевод 2 скважин (100, 105) со II на I объект. Также предусмотрены мероприятия по дострелу продуктивных интервалов в 2 скважинах (101, 102) и изоляция обводненных интервалов в скважине 100. Система ППД осуществляется действующей нагнетательной скважиной 106 на II объекте.

В 2021 г. ТОО «Тат-Арка» проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д общим объемом 10,48 км², ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео

Солюшинс Казахстан») составлен отчет «О результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл» на месторождении Октябрьское». Срок сейсмики, обработки и интерпретации 29.04.2021 -22.04.2022 гг.

В «Авторском надзоре за реализацией проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.01.2021 г.» с учетом того что Недропользователем была выполнена 3D сейсмика (в 2021 г.), которая на дату составления отчета находилась на стадии интерпретации, а также с учетом данных испытания скважины 116, было рекомендовано составить Анализ разработки месторождения с уточнением местоположения проектной скважины 112.

В 2022 г. выполнен и утвержден отчет «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022г.», где уточнены технологические показатели разработки и приняты на 2022-2023 гг. (протокол ЦКРР РК №34/11 от 24.11.2022 г.).

В настоящей работе на основе данных результатов переинтерпретации материалов 3D сейсмики, бурения и опробования скважин (111, 112, 116) уточнено геологическое строение и геолого-физическая характеристика месторождения, дана характеристика продуктивных горизонтов по геолого-промысловым данным и результатам опробования скважин, физико-химические свойства нефти и газа, а также приведены геологические запасы нефти и газа.

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Октябрьское.

Целью проведения Отчета является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения Октябрьское на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Разработка Отчета о возможных воздействиях способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды для вариантов реализации намечаемой деятельности.

Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)

- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Данный проект выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года.

ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Экологический кодекс (ЭК) Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, является основным законодательным документом Республики Казахстан в области охраны окружающей среды. Экологический кодекс определяет правовые, экономические и социальные основы охраны окружающей среды в интересах благополучия населения. Он призван обеспечить защиту прав человека на благоприятную для его жизни и здоровья окружающую природную среду. Экономические и социальные основы охраны окружающей природной среды в интересах настоящего и будущих поколений, отражены в Экологическом Кодексе, и направлены на организацию рационального природопользования. В случае противоречия между настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан, содержащими нормы, регулирующие отношения в области охраны окружающей среды, применяются положения Экологического Кодекса.

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 Кодексе указано, что все операции по недропользованию являются экологически опасными видами хозяйственной деятельности и должны выполняться с соблюдением определенных требований (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 2021 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.

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.

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 *Закононе «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.

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.

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 и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286.

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.

1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общая информация о месторождении

В административном отношении месторождение Октябрьское находится на территории Курмангазинского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Курмангазы в 80 км к юго-западу и Зинеден (Забурунье) в 35 км к северо-востоку, а также железнодорожная станция Исатай, находящаяся в 29 км от месторождения. Областной центр город Атырау находится на расстоянии 230 км к северо-востоку. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Высотные отметки рельефа на описываемой площади колеблются в пределах от минус 27 до минус 14 метров над уровнем моря. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур. Базы материально-технического обслуживания расположены в окрестностях города Атырау и в поселке Курмангазы.

Район очень беден в отношении полезных ископаемых, незначительное количество которых составляет нефть. Месторождение Октябрьское расположено в 9,6 км к северу от Каспийского моря. Обзорная карта расположения рассматриваемого месторождения Октябрьское представлена на рисунке 1.1.1.1

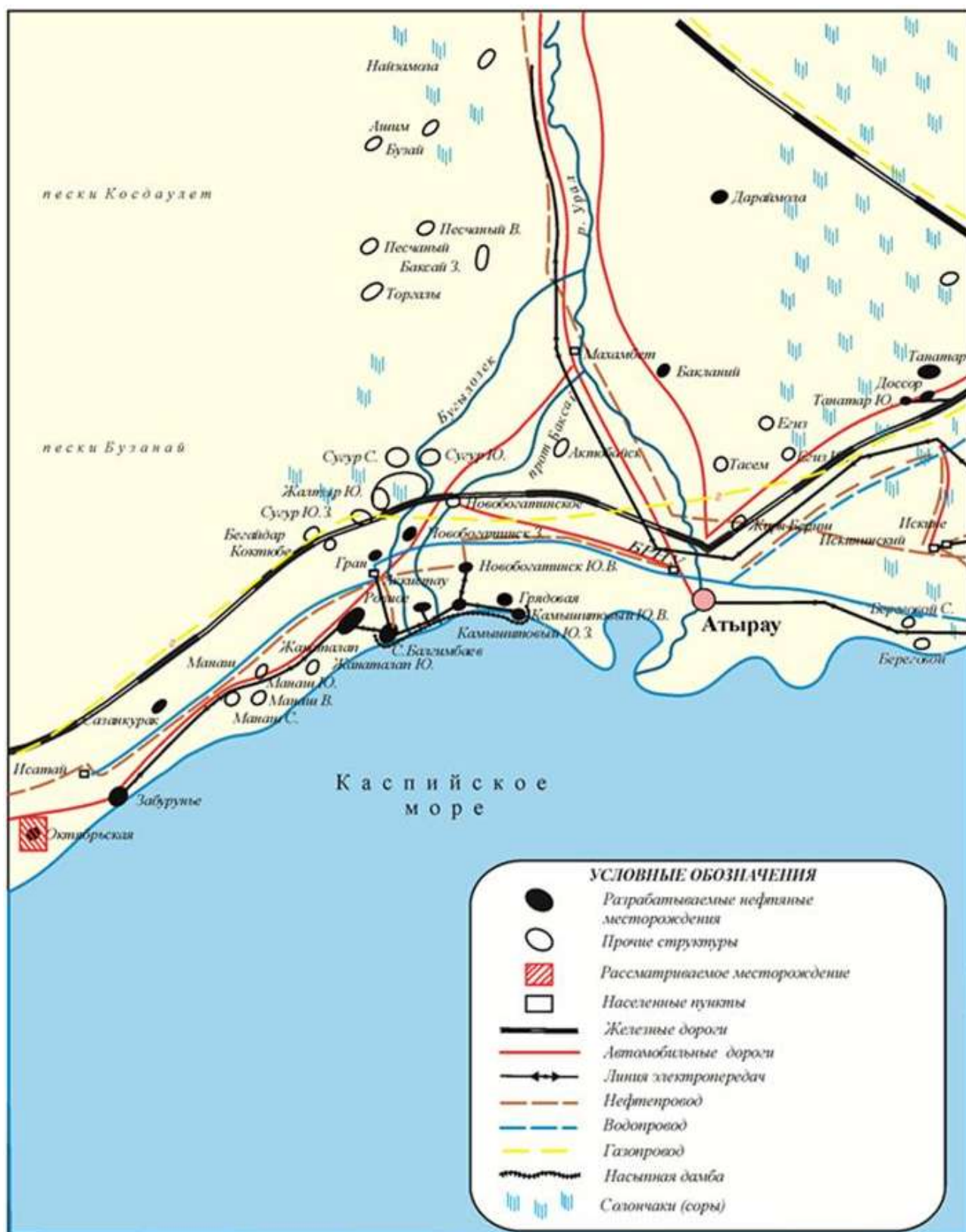


Рисунок 1.1.1.1 - Обзорная карта расположения месторождения Октябрьское

1.1.2 Климатическая характеристика

Климат является одним из основных природных факторов, формирующих условия жизни человека. Он определяет: конструктивные особенности жилища; возможности осуществления трудовой деятельности на открытом воздухе или в помещениях, необорудованных инженерными коммуникациями; режим отдыха, необходимый для восстановления жизненных сил. С особенностями климата связана способность атмосферы к самоочищению от вредных промышленных выбросов. Климатические условия, как правило, формируются под влиянием четырех основных факторов: удаленность от Атлантического океана, приток прямой солнечной радиации, особенности атмосферной циркуляции, свойства подстилающей поверхности. В последние годы повсеместно отмечается заметное изменение климатических параметров под влиянием антропогенной деятельности. Промышленные выбросы не только снижают количество приходящей к земле благотворной ультрафиолетовой радиации, но и создают явление, так называемого, «парникового эффекта», снижают количество озона в атмосфере и др. Это ухудшает качество жизни, качество биосферы, увеличивает количество случаев заболеваний, как человека, так и животных.

Метеорологические условия Северного Каспия определяются его географическим положением: он находится в зоне континентального климата, и окружающие его районы представляют полупустыню и пустыню. Гидрометеорологический режим этого полузамкнутого, почти изолированного водоема формируется в условиях континентального климата, особого мелководья с максимальной глубиной не более 10 м и во многом зависит от колебаний фонового уровня и стока рек Урал и Волга. Для этой части Каспийского моря характерна, из-за крайне малых уклонов дна прибрежной зоны моря и прилегающей к ней суши, постоянная миграция береговой линии.

Северные и восточные берега моря из-за низменности и равнинности, открыты для свободного проникновения воздушных масс. Атмосферные процессы здесь протекают под влиянием полярного, тропического и арктического вторжений воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих воздушных масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата, во многом связанный с изменениями уровня Каспийского моря. Поэтому характерным здесь является малое

количество осадков, низкая влажность воздуха, значительное испарение, большие перепады температуры воздуха в сезонном и суточном ходе.

Метеорологический режим исследуемой территории представлены данными наблюдений на метеостанции Ганюшкино, как наиболее близко расположенной метеостанции.

Температура воздуха

Среднегодовая температура воздуха над Северным Каспием находится в пределах от 10,5 до 11,5°C. В зимний период температурное поле над северной частью Каспийского моря крайне неоднородно вследствие наличия ледяного покрова. Температура воздуха везде отрицательна. В самые холодные месяцы года средняя месячная температура воздуха изменяется от минус 1°C до минус 10°C.

В наиболее суровые зимы морозы достигают минус 30°C. Весной температура воздуха быстро повышается, и к концу сезона средняя месячная температура составляет от 16 до 18°C. Летом средняя месячная температура воздуха повсеместно составляет от 22 до 26°C, а наибольшая – от 35 до 40°C.

В начале осени еще сохраняется летний характер погоды, но к середине сезона она становится неустойчивой. Температура воздуха понижается (особенно заметно – на севере моря), и увеличивается ее контрастность. Средняя температура октября составляет от 0 до 3°C. В холодное время года (октябрь-март) над Северным Каспием отмечаются значимые горизонтальные градиенты температуры воздуха, что связано с влиянием воздушной массы, формирующейся над Средней Азией и Сибирью.

В теплое время термическое поле достаточно сглажено, и температурные контрасты выражены слабо. Большую часть года (с конца августа по апрель) средняя температура воздуха над открытым морем выше, чем на побережье, и лишь во вторую половину весны и летом ее распределение изменяется на обратное.

В районе расположения проектируемых работ среднегодовая температура воздуха находится в пределах от 9,7 до 11,1°C.

В самый холодный период (январь) средние месячные значения температур воздуха колеблются от минус 4°C до минус 8°C, испытывая понижения ночью до минус 16°C и повышения днем до минус 2°C. Здесь температура воздуха ниже минус 10°C держится в среднем около 5-10 дней, максимально - около месяца.

В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до минус 30°C, а в аномально теплые - неожиданные оттепели до 5-15°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца – 5,2°C.

Средняя температура воздуха самого жаркого месяца (июль) колеблется в пределах 21,8-26,3°C, претерпевая днем увеличение до 30-33°C, а ночью понижение до 18-20°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца – 13°C.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30°C, наступает во второй половине июня и продолжается до середины августа.

В результате охлаждающего воздействия моря жаркая погода на самом Каспии и его побережье имеет меньшую повторяемость. Например, в Курмангазы температура выше 30°C в среднем наблюдается на протяжении около 25 дней (максимально – 1,5 месяца), а температура выше 35°C - только 7-8 дней.

Абсолютная максимальная температура воздуха – 40°C. Продолжительность периода с температурой воздуха выше 10°C - от 170 до 180 дней.

Влажность воздуха

Относительная влажность в северной части Каспийского моря сравнительно невелика: средняя за лето – 44 %, средняя за год – 56 %. Весной, осенью и особенно зимой относительная влажность северных берегов моря увеличивается до 60-80 %, а в отдельных местах – до 90 %.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 68 % (метеостанция Ганюшкино). Максимальная относительная влажность достигает в ноябре-декабре (75-89 %), а минимальная (48 %) - в июне.

Атмосферные осадки

Режим осадков на побережье Каспийского моря зависит, в первую очередь, от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс, а также от особенностей рельефа Каспийского побережья.

Главная причина выпадения осадков на северо-западном побережье Каспийского моря в холодный период года – высотная ложбина холодных масс над Кавказом и Каспийским морем и теплый высотный гребень над Средиземным морем и Скандинавией. Такое расположение барических центров приводит к вторжению холодного воздуха на побережье Каспийского моря.

Четкая сезонная изменчивость количества осадков не прослеживается, слабо выраженный максимум наблюдается в теплый период года.

По сезонному ходу осадков северная и южная половины рассматриваемой акватории различны: максимум осадков на них приурочен соответственно лету и зиме.

В этих особенностях проявляется комбинированное влияние географического положения и собственно водных масс, подавляющих процессы конденсации влаги в атмосфере над морем в теплое время года.

Количество осадков составляет от 160 до 200 мм в год, в дождливые годы оно возрастает до 365 мм. Осадки выпадают главным образом в виде дождя.

Снег бывает только с ноября по март. На Северном Каспии в январе-феврале в связи с наличием ледяного покрова испарение практически прекращается, а в северо-восточном районе сменяется обратным процессом – конденсацией. В эти месяцы на Северном Каспии количество осадков несколько превышает испарение.

Водный баланс Каспийского моря определяется в основном речным стоком и осадками (приходная часть) и испарением (расходная часть).

В приходной части решающую роль играет сток, доля которого составляет примерно 80 % от общего поступления воды в море. За год Каспийское море отдает в атмосферу в пять раз больше влаги, чем от нее получает.

Наибольшее количество осадков выпадает в холодную половину года (60 %), остальное (40 %) – в теплую. Наибольшая годовая разность между испарением и количеством осадков приходится на Северный Каспий и на северную половину юго-западной части моря.

Снежный покров

Снежный покров в среднем удерживается с 1 января по 6 марта. Первые заморозки наступают в среднем в 9-10 ноября. Средняя многолетняя высота снежного покрова достигает до 8 см. Для района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Ветровой режим

Ветровой режим в различных частях моря неодинаков. Условной границей между областями с разным ветровым режимом можно считать линию, проходящую от острова Чечень к Форту-Шевченко. К северу от этой линии распределение атмосферного давления и ветров имеет четко выраженный сезонный характер и почти целиком зависит от распределения центров действия атмосферы.

Летом в Северном Каспии преобладают северные, северо-восточные и восточные ветры. Средняя скорость ветра в течение года составляет от 3 до 7 м/с. Сильные ветры наблюдаются с октября по апрель.

Повторяемость штормов в открытом море в течение года не превышает 5 %. Среднее годовое число дней со штормами на побережье – от 24 до 32.

Штормовые ветры чаще наблюдаются от востока и северо-востока. Восточные ветры являются нагонными, а западные – сгонными.

Максимальная скорость ветра может достигать 40 м/с; ветры со скоростью 34 м/с отмечаются 1 раз в 40-50 лет. Преобладающими являются восточные ветры, наибольшая их повторяемость приходится на осень, зиму и раннюю весну.

В холодное время года преобладают восточные и юго-восточные ветры. В первую половину весны нередки ветры и западных направлений, а во вторую половину осени и зимой – северных. Повторяемость слабых ветров менее 6 м/с составляет в среднем летом 63 %, в остальные сезоны – от 40 до 43 %.

Средняя месячная скорость ветра в течение года изменяется незначительно от 2,8 до 5,4 м/с (метеостанция Ганюшкино).

Наибольшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в зимне-весеннее время. Скорости ветра 10 м/с и более отмечаются во все сезоны года, но с наибольшей повторяемостью зимой.

Средняя повторяемость направлений ветра по данным метеостанции Ганюшкино представлена в таблице 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.1 - Средняя повторяемость направлений ветра

Многолетняя роза ветров, %	м/с Ганюшкино
С	8
СВ	11
В	24
ЮВ	14
Ю	9
ЮЗ	11
З	13
СЗ	10
Штиль	21
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость, которой составляет 5 %, м/с	12

Более наглядное представление о характере распределения ветра по румбам представлена на рисунке 1.1.2.1.

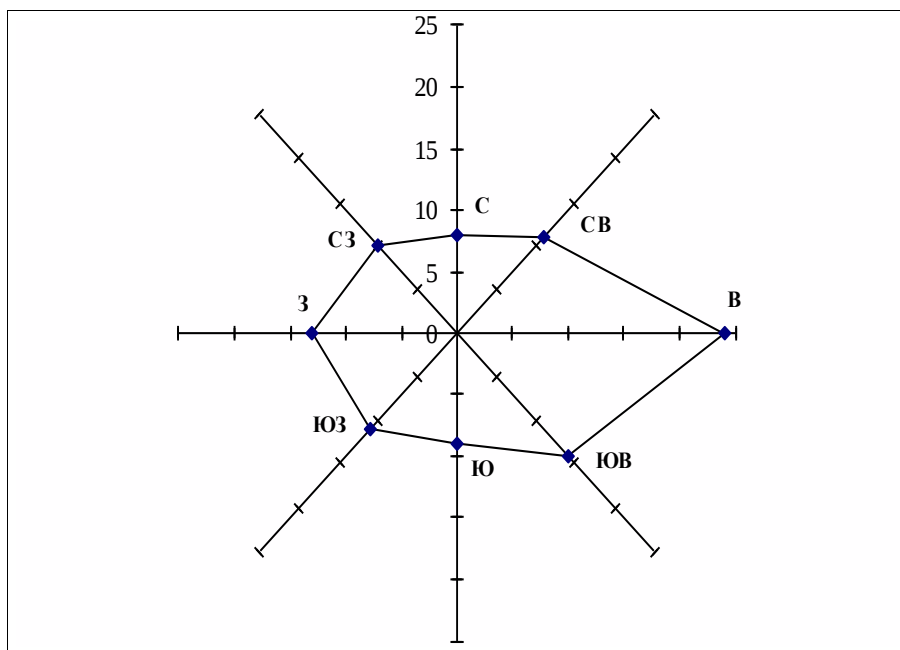


Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров

1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.

Одним из самых опасных явлений погоды, приводящих к значительному ухудшению видимости – от километра до нескольких метров – является туман.

Процесс туманообразования в значительной степени зависит от особенностей подстилающей поверхности, физико-географических и гидрометеорологических условий исследуемой территории. Наиболее часто туманы наблюдаются на море с ноября по февраль, что объясняется тем, что температура поверхностного слоя воды ниже, чем температура воздуха над ним, и сравнительно высокой относительной влажностью воздуха. В холодное время года над морем преобладают адвективные туманы, которые возникают при выносе теплых масс с юга. Туманы наблюдаются в основном в предутренние и утренние часы в период полного затишья или слабых (от 1 до 3 м/с) ветров, при понижении температуры перед восходом солнца. На северо-западном побережье на долю таких туманов в теплое полугодие приходится от 60 до 65 %. Рассеяние туманов происходит днем, после восхода солнца, при некотором повышении температуры воздуха и усилении ветра.

В открытом море повторяемость туманов на Северном Каспии весной и летом составляет от 1 до 3 %, а осенью и зимой – от 6 до 12 %. На побережье число дней в году с туманами колеблется от 28 до 47. Наиболее часты они зимой и в начале весны. В конце весны и летом туманы очень редки. Осенью среднее число дней с туманами увеличивается от 1-3 в сентябре до 4-6 в ноябре.

В рассматриваемом районе повсеместно наибольшая облачность наблюдается в холодный период года, наименьшая – летом. Зимой преобладают слоисто-дождевые облака, летом – кучевые с многочисленными просветами. В течение суток максимум облачности отмечается утром, минимум – днем и вечером. Ясных дней бывает больше всего с июня по сентябрь, пасмурных – с ноября по март. В Северном Каспии среднее годовое число ясных дней на побережье составляет от 63 до 94, пасмурных – от 94 до 121. Летом на северном побережье средняя облачность равна 30-35 %, зимой – 62 %. Незначительная облачность при малой влажности способствует заметному усилению испарения. Метели наиболее вероятны в конце зим, а их максимальная зарегистрированная продолжительность около 10 часов.

Грозы наблюдаются летом: число дней с грозами составляет от 6 до 10 в году, средняя продолжительность этого явления равна 1,7 часа. Град случается очень редко: 1-2 раза в 5 лет и отмечается летом.

Совокупность климатических условий: режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Для оценки климатических условий рассеивания примесей на территории СНГ используется показатель - потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), по которому выделяется пять зон.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Атырауская область относится к III зоне с повышенным ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).



Рисунок 1.1.2.1.1 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

1.1.3 Поверхностные воды

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагиз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Уил, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка.

В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в ссорах и песках.

Река Урал – является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов, г. Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море.

Река Урал – единственная не зарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана р. Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна.

Средняя продолжительность паводка – 84 дня, в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80% годового стока. Средне - многолетний пик паводка приходится на середину мая.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины,

солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

1.1.4 Подземные воды

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах Прикаспийского гидрогеологического района, приуроченного к одноименной впадине. В целом гидрогеологические условия характеризуются застойным гидрогеологическим режимом. Среди них встречаются грунтовые и напорные воды, заключенные в слабо-водообильные водоносные горизонты и комплексы, по качеству преимущественно высокоминерализованные.

Подземные воды залегают в виде линз в самых верхних частях геологического разреза в четвертичных отложениях, водоносные горизонты и комплексы, по качеству преимущественно высокоминерализованные.

В настоящее время достаточно полно изучен верхний гидрогеологический этаж. По характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород выделяются водоносные комплексы следующих отложений: четвертичных, неогеновых, верхнемеловых (без сеноманских), сеноман-альбских, апт-неокомских, верхнеюрских, средне- и нижнеюрских, триас- пермских, кунгурских, подсолевых-нижнепермских, каменноугольных и более древних пород фундамента.

В четвертичных отложениях водоносные горизонты различного возраста и генезиса не имеют между собой выдержанных водоупоров и представляют единую водоносную систему.

1.1.5 Характеристика геологического строения

Характеристика водоносных комплексов региона

Водоносный горизонт эоловых отложений (vQ_{IV}) приурочен главным образом к песчаным массивам Нарын. Эоловые пески образовались за счет перевевания морских и аллювиально-дельтовых отложений междуречья Волги и Урала. Здесь развиты мелкобугристые полужакрепленные пески с участками барханов, широких долинообразных понижений – ашиков и волнистых равнин, на которых развиты солончаки и соры. Водовмещающие породы представлены тонко- и мелкозернистыми, нередко пылеватыми

песками мощностью 2-15 м и реже более. Водонасыщенная их часть не превышает 8-10 м. Местами под эоловыми образованиями залегают песчаные слои морских озерно-аллювиальных отложений.

Грунтовые воды песков со свободным зеркалом залегают на глубине: 1-3 м в котловинах выдувания, на межбугристых и межгрядовых равнинах, в соровых понижениях; до 5-15 м под грядами и буграми. Во всех песчаных массивах при небольшом углублении водоприемной части колодцев в водоносный слой получены дебиты 0,05-0,5 л/с. Водоотдача песков составляет по результатам опытных работ 0,1-0,18; коэффициент фильтрации – 1-5 м/сутки. Наличие рыхлых, хорошо проницаемых песков способствует быстрому поглощению, особенно на незакрепленных участках, значительной части зимне-весенних атмосферных осадков и образованию пресных и слабосоленоватых грунтовых вод.

Наименее минерализованные воды с минерализацией 0,5-1,0 г/л развиты в основном в северной половине песков Нарын. Здесь пресные воды имеют почти сплошное развитие и значительную мощность (3-10 м). На других же участках в песчаных массивах распространены в основном воды с минерализацией 2-10 г/л. Пресные воды залегают здесь в виде линз, плавающих на поверхности соленых и солоноватых вод. Под сорами и солончаками минерализация воды изменяется от 10 до 50 г/л и более. Пресные воды с минерализацией до 1 г/л по химическому составу в основном гидрокарбонатные или сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые и натриевые.

Среди вод повышенной минерализации (2-10 г/л) преобладают хлоридно-сульфатные, хлоридные натриевые разности, нередко смешанного типа. На межбугристо-грядовых равнинах развиты хлоридные натриевые воды.

Аллювиально-дельтовые современные отложения ($a-dtQ_{IV}$). Водоносными являются пески и супесчаные отложения. Дебит родников колеблется от 0,01 до 3,0 л/с. Воды – безнапорные, со свободной поверхностью. По химическому составу – гидрокарбонатные кальциевые с минерализацией до 5-10 г/л. Практического значения для водоснабжения они не имеют. Водоносный горизонт аллювиально-дельтовых отложений развит в пределах древних (захороненных) и современных пойм рек.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных морских хвалыньских отложений ($Q_{III} hv$) в пределах описываемой территории перекрыт аллювиально-дельтовыми отложениями. Водоносными породами служат в верхней части разреза суглинки, переслаивающиеся с супесями и глинами, в нижней – супеси и пески. Водупором являются суглинки и глины хазарского возраста.

На значительной части территории воды хвалынских отложений залегают непосредственно на обводненных среднечетвертичных морских хазарских отложениях. Общая мощность описываемых отложений колеблется от 3 до 40 м.

Водообильность верхнечетвертичных хвалынских отложений низкая. Дебиты колодцев и неглубоких скважин составляют десятые и сотые доли литра в секунду. Максимальные величины достигают 0,6 л/с при понижении уровня воды на 6 м, которые отмечаются на тех участках, где воды описываемого водоносного горизонта гидравлически связаны с водами среднечетвертичных хазарских отложений. Коэффициенты фильтрации песков и супесей колеблются от 0,4 до 5 м/сут. В зоне аэрации для тех же пород коэффициенты фильтрации составляют 0,18-0,3 м/сут.

Минерализация вод верхнечетвертичных отложений колеблется в широких пределах от 1,7 до 80 г/л. Минерализация вод в водоносном горизонте увеличивается сверху вниз.

Сверху, на соленых водах, образуются линзы пресных и слабосоленых вод с минерализацией до 3 г/л. Мощность опресненного слоя редко превышает 2-3 м, а размеры отдельных линз в плане колеблются от нескольких сотен квадратных метров до 1-2 км².

Минерализация воды в линзах испытывает небольшие колебания по сезонам года: после снеготаяния она наименьшая, к концу лета, под влиянием испарения или интенсивного водоотбора, наибольшая.

Годовая амплитуда колебаний уровня вод во впадинах составляет около 1 м, на равнине 0,5-0,6 м. Максимальное положение уровня приходится на начало лета, минимальное - на середину и конец зимы.

Химический состав сильно солоноватых и соленых вод преимущественно хлоридно-сульфатно-натриевый и хлоридно-натриевый. В линзах преобладают гидрокарбонатные магниевые-кальциевые или смешанные, с преобладанием хлоридов и сульфатов. В водах хвалынских отложений из микрокомпонентов содержатся йод от 3 до 14 мг/л, и бром - от 1 до 78 мг/л.

Питание водоносного горизонта происходит за счет атмосферных осадков (талых снеговых вод) и разгрузки в него нижележащих водоносных комплексов.

Воды пресных и слабосоленых линз широко используются местным населением для питьевого водоснабжения и водопоя скота. Эксплуатируются они шахтными колодцами.

Водоносный горизонт среднечетвертичных хазарских отложений перекрыт глинами хвалынского яруса, а подстилается глинами бакинского яруса. Подземные воды приурочены к прослоям мелкозернистых и среднезернистых песков среди глин. Мощность водосодержащих пород 3,5-6,0 м. Подземные воды напорные. Величина напора 13-14 м.

Верхним водоупором служат глинистые прослои хазарского и хвалынского ярусов. Водообильность пород слабая, водоотдача низкая. Коэффициенты фильтрации 0,25-0,56 м/сут. Воды хлоридные натриево-магниевые с минерализацией 84-104 г/л. Содержание микрокомпонентов незначительное: фтор – 1,5-2,0 мг/л; бром – 41,5-65,0; йод – 0,3-0,6; бор – 0,76-2,5. Воды горизонта практического значения не имеют.

Водоносный горизонт нижнечетвертичных бакинских отложений (Q_{1b}) залегает в древних неотектонических и эрозионных понижениях и ограничены по площади. Мощность отложений не превышает 15 м. Отложения представлены, в основном, глинами с прослоями мелкозернистого глинистого песка мощностью 4-5 м. Глубина водоносных песков - до 30 м. Воды напорные. Пьезоуровни устанавливаются на глубине 7-7,5 м от поверхности земли. Высота напора 21,0 м. Верхним водоупором являются глины хазарского яруса, нижним - отложения от перми до мела. Минерализация подземных вод - более 80 г/л. Дебиты скважин низкие (0,017-0,02 л/с). По химическому составу воды хлоридные натриевые. Из микрокомпонентов в водах присутствуют: бром 55,9 мг/л; йод – 0,35; бор – 1,5; фтор – 1,0; литий – 0,4; рубидий – 0,07; цезий - <0,1.

Водоносный комплекс плиоценовых отложений. Плиоценовые отложения занимают западную часть Прикаспийской впадины. Они представлены в основном терригенными песчанистыми континентальными отложениями акчагыла и апшерона с присутствием известняков и ракушечников. Мощность отложений в пределах описываемой территории изменяется от 50 до 120 м. Подземные воды, приуроченные к песчаным отложениям мощностью от 2-5 до 15 м, вскрываются на глубинах от 30 до 200 м. Подземные воды в основном напорные. Высота напоров варьирует от 150 до 200 м. Уровни воды в скважинах устанавливаются на глубинах от 5 до 40 м. Местами наблюдается самоизлив. Коэффициент фильтрации водовмещающих песков изменяется от 1-5 до 7-10 м/сут. Соответственно дебиты скважин, вскрывающих водоносные пески, изменяются от десятых долей до 1-5 л/с при понижении уровня воды 1-35 м. В отложениях плиоцена повсеместно развиты соленые воды (5-80 г/л). По химическому составу воды в основном хлоридные натриевые, лишь местами хлоридные магниевые - или кальциево-натриевые.

Водоносный комплекс верхнемеловых отложений. Верхнемеловые отложения разделяются на два основных водоносных горизонта туронский и сантонский. Сложены отложения в основном мергельно-меловой толщей, водоносность которой связана с зоной активной трещиноватости пород и местным микроклиматом. Последние прослеживаются на глубине 100-150 м. Ниже этих глубин трещиноватость мела и мергелей обычно затухает, а сами породы становятся практически водоупорными. Производительность скважин

варьирует от 0,3 до 4,5 л/с при понижениях уровня воды на 3-7 м. Минерализация воды пестрая.

Сеноман-альбский водоносный комплекс. Данный водоносный комплекс представлен преимущественно песчаными и песчано-глинистыми отложениями мощностью порядка 100-300 м. С гидрогеологической точки зрения наибольший интерес представляет песчаный и в меньшей степени песчано-глинистый горизонты альб-сеномана.

На большей части территории, вследствие погружения водовмещающих песчаных пород на значительную глубину, подземные воды приобретают напор. Водообильность отложений в данном районе практически не изучена. О минерализации подземных вод можно сказать лишь на основе известных региональных закономерностей, а именно, подземные воды альб-сеномана менее соленые, чем верхнемеловой горизонт.

Водоносный комплекс апт-неокомских отложений. Под мощной толщей глинистых образований нижнего и среднего альба залегают терригенные морские отложения апта и неокома. Аптский водоносный горизонт приурочен к разнотернистым пескам с галькой мощностью 30-50 м. Подземные воды вскрываются на глубинах 500-670 м на крыльях куполов и в межкупольных прогибах. При вскрытии скважинами пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах от 5-10 до 40 м ниже устья скважины.

Дебиты скважин варьируют от 0,3-0,5 до 6-10 л/с. В связи с погружением комплекса в пределах описываемой территории, увеличивается содержание глинистых фракций в водосодержащих породах. Здесь минерализация подземных вод возрастает до 80-100 г/л и более. Неокомский водоносный горизонт связан с песками, залегающими в основании баррема и многочисленными песчаными прослоями – в отложениях готерива и отчасти валанжина. Пески представлены мелко и среднетернистыми разностями, их общая мощность варьирует от 10-15 до 50-60 м, эффективная пористость изменяется от 15-до 28 %. Подземные воды напорные, залегают на глубинах до 700 м. В связи со слабыми коллекторскими свойствами отложений дебиты скважин изменяются от 0,1 до 0,5 л/сек при понижениях воды в них 5-16 м. Минерализация подземных вод данного горизонта составляет 80-169 г/л.

Верхнеюрский водоносный комплекс. Осадки верхней юры в пределах описываемой территории глинистые и карбонатные. Мощность отложений достигает 100 и более метров. Минерализация подземных вод верхней юры достигает до 50-100 г/л. Химический состав этих вод изменяется от сульфатного натриевого до сульфатно-хлоридного натриевого и, наконец, до хлоридного натриевого.

Средне-нижнеюрский водоносный комплекс. Средне-нижняя юра представлена преимущественно глинистыми отложениями общей мощностью до 650-700 м. Водоносный комплекс средне- и нижнеюрских отложений представлен в наиболее полном объеме. В его составе выделяются три выдержанных водоносных горизонта, приуроченных к песчано-глинистой и песчаной свите средней юры. Отдельные маломощные водоносные слои имеются также и в песчаных горизонтах нижней и особенно верхней угленосных свитах средней юры. Мощность отдельных песчаных прослоев достигает 35 м. Подземные воды данного горизонта вскрыты на глубинах более 1000 м. Воды высоконапорные. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах 2-50 м от поверхности земли. Минерализация комплекса изменяется в широких пределах. На больших глубинах минерализация достигает 188-248 г/л. Вблизи зон разломов минерализация увеличивается до 260 г/л. По составу подземные воды хлоридного натриевого состава. Рассматривая воды средне-нижнеюрского комплекса в целом, следует отметить, солянокупольная тектоника и сильная нарушенность водовмещающих пород осложняет общую картину изменения минерализации вод по площади. Подземные воды среднеюрских отложений обогащены различными микроэлементами.

Нижне-верхнетриасовый водоносный комплекс. На рассматриваемой территории широко развиты красноцветные, преимущественно терригенные лагунно-континентальные отложения, объединяющиеся до недавнего времени под общим названием пермотриасовых, которые в последние годы расчленены на ряд литологических толщ. Мощность их достигает 400-500 м на куполах и 2500-3000 м в межкупольных понижениях. В пределах данной территории (междуречье Волга-Урал) отложения карбонатные. Водоносными являются лишь отдельные небольшие пласты и слои песчаников и известняков. В данном водоносном комплексе наиболее мощным является песчано-конгломератовый горизонт мощностью до 800 м. Пористость водовмещающих пород верхней части 20-26 %, а нижней – 7-13%. Воды высоко напорные, их пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах 25-60 м от устья скважин. Минерализация подземных вод комплекса достигает 275-327 г/л.

Минерализация подземных вод (при постоянном хлоридном натриевом составе) различна даже в пределах одной солянокупольной структуры, что определяется глубиной вскрытия водоносного горизонта, близостью к штоку соли и степенью гидрогеологической закрытости структур. В составе свободных газов большое значение имеют углеводороды, особенно метан.

Водоносный комплекс сульфатно-терригенных пород кунгурского яруса нижней перми. Подземные воды в кунгурских отложениях залегают среди галогенной толщи или в

сульфатно-терригенных породах. Подземные воды приурочены к песчаникам, алевролитам и отчасти к карбонатно-сульфатным породам. Подземные воды кунгурских слоев обладают большими напорами, которые обеспечивают самоизлив скважин. Общая пористость пород составляет 18-20%. Минерализация составляет 150-230 г/л. при хлоридном натриевом составе.

Водоносный комплекс терригенных пород подсолевых отложений нижней перми. Водоносные горизонты приурочены к разнозернистым песчаникам и конгломератам с прослоями гравелитов и аргеллитов. Гидрогеологические особенности данного водоносного комплекса не изучены. Однако сведения о комплексе по соседним территориям свидетельствуют о высоких напорах данного комплекса, а также высокой минерализации. Так на глубинах 1800-3100 м заключены воды с минерализацией до 215 г/л. Отмечается высокое содержание микрокомпонентов подземных вод данного комплекса.

Водоносные комплексы каменноугольных отложений. Породы складчатого фундамента вскрыты в Прикаспийском регионе единичными скважинами и отмечаются на глубинах 2330-2960 м. Водовмещающими отложениями являются толщи известняков и песчаников с прослоями конгломератов. Воды хлоридные натриевые с минерализацией 159-195 г/л. В подземных водах содержится большое количество микрокомпонентов.

1.1.6 Тектоническая характеристика

Месторождение Октябрьское расположено в юго-восточной приморской части междуречья Урал-Волга. В тектоническом отношении структура представляет собой соляной купол, соляное ядро которого вытянуто в северо-западном направлении.

Изучение рассматриваемого района работ сейсморазведочными работами было начато в советское время, по результатам которых был построен ряд структурных карт по основным отражающим горизонтам.

В 2019 году компанией ТОО «Geophysical Support Services» проведена комплексная интерпретация всех имеющихся сейсморазведочных данных 2Д-МОГТ. По результатам интерпретации наблюдается изменение ранее принятой структурно-тектонической модели. Ниже приводится описание структурно-тектонической модели согласно отчету «Комплексный анализ геолого-геофизических данных по месторождению Октябрьское».

В 2021 году компанией ТОО «Тат-Арка» проведены сейсморазведочные работы методом 3Д с площадью исследования 10,48 кв. км, при этом площадь полной кратности 3Д составил 2,89 кв. км. На дату отчет полевые работы завершены и выполняется интерпретация полученных данных.

Согласно комплексной интерпретации 2Д-МОГТ 2019года, соляной купол Октябрьский высокоамплитудной ступенью амплитудой порядка 300м падением на юго-запад делит покрывающие купол надсолевые отложения на два крыла: приподнятое северо-восточное и опущенное юго-западное. В пределах опущенного крыла устанавливается зона приподнятого залегания соли и надсолевых горизонтов северо-западного простираения, которой и соответствует, собственно, участок месторождения. На отдельных профилях (0513, 0526) намечаются подкарнизные условия залегания триасового комплекса отложений. Наиболее важным результатом является более надежное установление положения основного тектонического элемента - сброса F1, определяющего основное деление ловушки на две части (блоки): **юго-западная** и **северо-восточная**. **Юго-западная** часть, со своей стороны, осложнена протяженным, параллельным основному сбросу F1, малоамплитудным сбросом F2, затрагивающим, главным образом, юрскую часть разреза и только нижнюю часть мелового.

В свою очередь, строение **северо-восточной части** осложняет система субпараллельных сбросов северо-западного падения F3 и F4, контролирующих наличие относительно приподнятых либо опущенных участков в этой части площади.

Особенности геологического строения участка характеризуют структурные схемы и карты по горизонтам VI, V, III, II.

В результате выполненной интерпретации составлены структурно-тектонические модели основных продуктивных горизонтов месторождения: первого и второго келловейских (К-1 и К-2) и первого неокомского (NC-1).

Продуктивные горизонты К-1 и К-2 занимают верхнюю часть среднеюрского разреза и по своим петрофизическим параметрам могут рассматриваться как толщи со сложным распределением коллекторов в своем составе. Средняя толщина обоих горизонтов колеблется в интервале 30-50 м. Флюидоупором для верхнего горизонта являются верхнеюрские морские глинистые и карбонатные породы. Флюидоупором для нижнего горизонта, видимо, является заглинизированный пласт, достаточно уверенно выделяемый на всех каротажных диаграммах, ниже горизонта К-1.

Достаточно уверенно параметры выделяемых ловушек и связанных с ними залежей для этих горизонтов устанавливаются только для юго-западной части структуры, прежде всего, благодаря большому количеству пробуренных здесь скважин.

Установленный здесь контур нефтеносности на абсолютной отметке -885м (1) для горизонта К-1 (рис. 1.1.6.1) хорошо увязывается с выполненными структурными построениями для кровли этого горизонта. Представленная модель может объяснить

отсутствие залежи продуктивного горизонта К-1 в скважинах 102, 105А, 110, 116, попавших в промежуточный узкий блок, ограниченный системой двух субпараллельных тектонических нарушений F1 и F2 (в подсчете 2017г. этой зоне соответствовала зона глинизации).

Более значительная по размерам (около 1 кв. км) ловушка выделяется в пределах северо-восточной части структуры. На структурной карте показан (как вариант) контур прогнозируемой площади газонефтеносности, косвенно подтверждаемый результатами испытания в скважинах 2 (-947-955м, газ), 9 (-956-959м, газ) и в скважине 111 (нефтенасыщение тонких пропластков по ГИС в интервале -930-946м) и результатами интерпретации ГИС в скважине 4 (-923-925м, газ).

В то же время в пределах северо-восточной части ловушки остается значительная неопределенность в прогнозировании контуров продуктивности, связанная, в первую очередь, с недостаточной детальностью изучения сейсмическими методами и недостаточностью проведенных качественных опробований. Наличие разрывных нарушений в сочетании с особенностями структурного плана (наличие приподнятых и опущенных участков) предполагает возможность существования в пределах блока нескольких локальных ловушек, характеризующимися своими собственными параметрами связанных с ними залежей. В частности, такая неопределенность усугубляется результатами бурения и проведенными испытаниями в скважине 111.

Согласно заключению геофизиков, в келловейском интервале выделено несколько слабопроницаемых интервалов, в том числе и на уровне горизонта К-1, характеризующихся положительным насыщением коллекторов. Напротив, нижележащий интервал, относящийся к горизонту К-2, из которого при испытании в скважине 6 получен промышленный приток нефти, в скважине 111 при испытании оказался водонасыщенным.

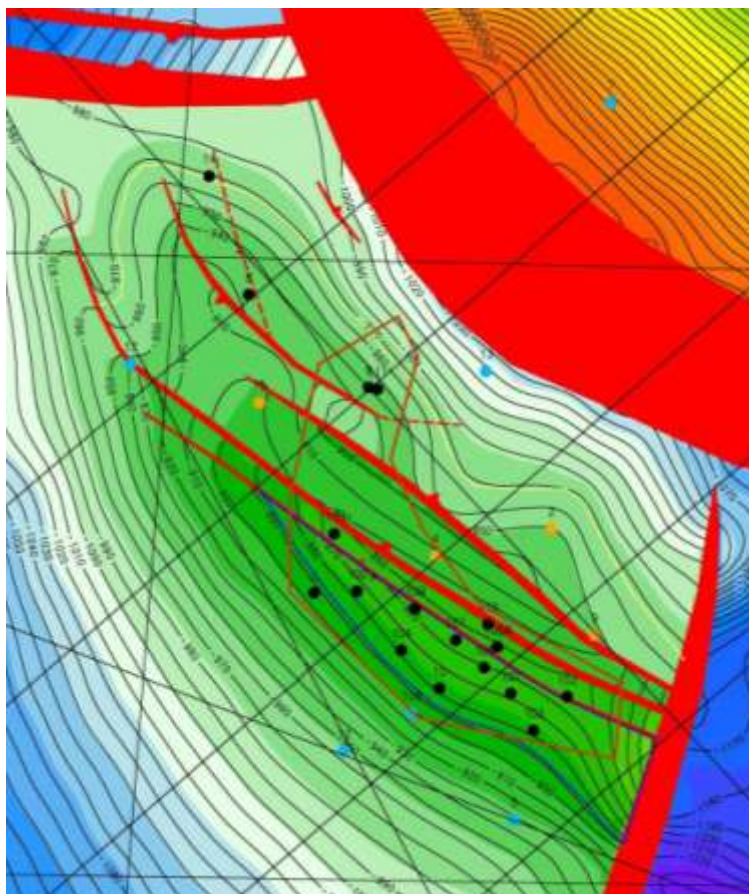


Рисунок 1.1.6.1 - Структурная карта по кровле продуктивного горизонта К-1

На представленной карте по кровле горизонта К-1 показаны участки несовпадения глубин по «сейсмическим» и «скважинным» данным. Несовпадения на участках бурения скважин 9 и 14 носят систематический характер для всех горизонтов (по волновой картине профиля 0530 горизонты выше, чем по каротажным данным скважин 9 и 14). Трудно предположить, что это может быть связано со значительными локальными изменениями среднескоростной характеристики именно на участках бурения скважин 9 и 14. Возможно, это может быть связано с промерами в этих скважинах, однако без дальнейших исследований по детализации строения данное противоречие также вряд ли разрешимо.

Несовпадения глубин в скважинах 4,8,13,17 не принципиальны и объясняются, главным образом, разной методологией построения поверхностей при сейсмической интерпретации (строится сейсмостратиграфическая поверхность) и при подсчете запасов (строится поверхность коллектора), о чем было сказано выше.

Нетрудно заметить, что структурно-тектоническая модель горизонта К-2 принципиально не меняется по сравнению с моделью горизонта К-1, однако предполагается некоторое усложнение строения за счет появления дополнительных тектонических нарушений, осложняющих строение в пределах обоих блоков структуры. Также отмечается

сравнительно больше расхождений в глубинах «сейсмических» и «скважинных» данных, прежде всего, в пределах южного участка. Такие расхождения также могут быть обусловлены, прежде всего, разной методологией построения границ, и могут быть скорректированы при следующем пересчете запасов.

Представленная модель поверхности горизонта К-2 отвечает на важный вопрос о возможной причине непродуктивности горизонта в скважинах 110 и 116, которые попадают в изолированный узкий промежуточный блок юго-западной части ловушки (между нарушениями F-1 и F-2).

В пределах северо-восточной части ловушки на уровне горизонта К-2 также остается много неопределенностей в прогнозировании строения залежей. Здесь опробования, попадающие в интервалы горизонта К-2, проводились в скважинах 6 (-998-1022м, нефть), 8 (-1018-1025м, нефть) и 14 (-1034-1039, нефть), что может свидетельствовать о значительном нефтяном потенциале этой залежи. В то же время в скв.4 горизонт по ГИС оказался водонасыщенным, а в скв. 15 при опробовании получили непромышленный приток нефти. Данный факт заставляют предположить более сложное строение залежей этого горизонта. Этот факт также свидетельствует о необходимости более детального изучения строения ловушки.

На рисунке 1.1.6.2 показаны выполненные структурные построения для основного продуктивного горизонта в меловых отложениях – первого неокомского (NC-1). Несмотря на некоторое выполаживание структурного плана, структурно-тектоническая модель горизонта повторяет все основные особенности строения нижележащих келловейских горизонтов. Данные опробования и ГИС предполагают, в первую очередь, значительное сокращение площади нефтегазонакопления в пределах северо-восточной части структуры.

Действительно, здесь установлены залежи только в скважинах, приуроченных к южной, наиболее приподнятой части блока. В скважинах 105А, 110 установлено по результатам испытаний и материалам ГИС нефтяное насыщение коллектора, в скважине 4 по материалам ГИС предполагается газонефтяное насыщение. Данный участок требует доизучения и представляется наиболее перспективным для наращивания добычи из меловых отложений. Тем более, что в пределах этого участка по материалам ГИС установлено нефтяное насыщение нижележащего горизонта NC-2 в скважине 4, а в скважине 110 - нефтяное насыщение вышележащего горизонта предположительно аптского возраста. В пределах юго-западного крыла по результатам бурения контур нефтегазовой залежи установлен достаточно надежно. По результатам выполненных работ, как и для других продуктивных горизонтов, предполагается расширение контура залежи на восток.

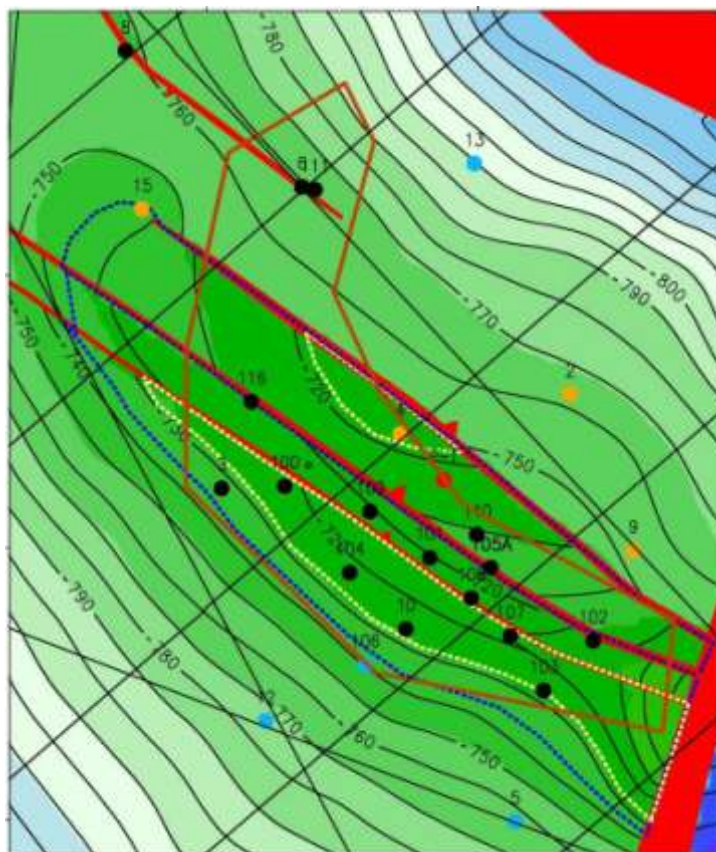


Рисунок 1.1.6.2 - Фрагмент структурной карты по кровле первого продуктивного горизонта в неокме NC-1

1.1.7 Нефтегазоносность

Месторождение Октябрьское открыто в 1970 г. Первые притоки нефти и газа в скважинах №№ 2, 6 были получены из келловейских отложений средней юры.

Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с терригенными отложениями мела и средней юры.

Анализ сейсмических данных с учетом результатов бурения позволил уточнить структурно-тектоническую модель месторождения. По данным сейсмики и бурения структура разделена тектоническими нарушениями на пять крупных блоков. Юго-западное крыло структуры сбросами F_1 и F_2 разделено на блоки I и II. Северо-восточное крыло также осложнено субпараллельными сбросами F_3 и F_4 , которые делят структуру на блоки и подблоки (III, IV-1, IV-2, IV-3, V). В келловейских горизонтах выделяются 5 блоков, а вверх по разрезу часть нарушений затухают, разделение в нижнемеловых отложениях блока IV на подблоки условное, а в районе скважины 4 III блок объединяется с блоком IV, и представляет единую гидродинамическую систему.

В связи с уточнением координат отдельных скважин, структурно-тектонической модели месторождения, отнесение скважин к блокам, в настоящей работе проведено уточнение положений межфлюидных контактов и приведено ниже. К тому же, часть скважин переходит из одного блока в другой вниз по разрезу, пересекая выделенные нарушения. За период после работы пробурена скважина 112 и проведено опробование в 4 скважинах (скв. 102, 105, 112, 116), на основании чего сведения о нефтегазоносности месторождения были дополнены.

Пробуренными скважинами установлена нефтегазоносность меловых (аптский, I и II неокомские горизонты) и среднеюрских (I и II келловейские горизонты) отложений. Залежи нефти и газа пластовые, присводовые, тектонически и литологически экранированные. Продуктивные горизонты литологически представлены песками, алевролитами и песчаниками различной степени сцементированности. Водонефтяные, газонефтяные и газоводяные контакты обоснованы и приняты по результатам опробования и по промыслово-геофизическим данным.

Аптский горизонт. По результатам бурения скважин в I, II и III блоках вскрыты нефтяные залежи, в IV блоке – газовая залежь.

В горизонте на значительной площади распространена зона отсутствия коллектора. Общая толщина аптского горизонта колеблется от 5,8 м до 12,7 м, а эффективные толщины варьируют от 1,6 м до 5,4 м. В разрезе горизонта выделяются 1-2 пропластка.

В I блоке пробурены 8 скважин (скв. 3, 5, 10, 12, 103, 104, 106, 107), из которых в скважинах 103 и 107 по ГИС выявлены нефтенасыщенные коллекторы толщиной 2 и 2,4 м соответственно. Границы залежи контролируются с востока и севера тектоническими нарушениями, с запада – зоной непроницаемых пород, вскрытых в скважине 10. ВНК для залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 103 на отметке -686,7 м, без изменений относительно работы. Размеры залежи составляют 0,6х0,1 км, высота – 7 м.

Во II блоке пробурены скважины 100, 101, 102, 108, 109. Во всех скважинах кроме скважины 100 вскрыты зоны распространения непроницаемых пород. В скважине 100 по данным ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор толщиной 1,6 м. ВНК для залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 100 на отметке -686 м, без изменений относительно работы. Размеры залежи составляют 0,1х0,1 км, высота составляет несколько метров.

В III блоке пробурены скважины 4, 15, 17, 110, 105А, 116. В скважине 17 вскрыты водонасыщенные коллекторы, скважины 4 и 105А вскрыты зоны глинизации вблизи

скважины 110. В скважине 110 вскрыта литолого-тектоническая залежь, где по материалам ГИС выделены 3 м нефтенасыщенных пород. ВНК для залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 110 на отметке -686,7 м, без изменений относительно работы. Размеры залежи составляют 0,2х0,2 км, высота порядка 15 м.

В IV блоке залежь вскрыта в скважине 6, где по ГИС выделен газонасыщенный коллектор с толщиной 2 м. При опробовании интервала 694-702 м (-715,6-723,6 м) получен приток газа дебитом 1,98 тыс. м³/сут при диаметре шайбы 3,36 мм. УГВК принят по подошве газонасыщенного пласта на абсолютной глубине минус 723,6 м, без изменений относительно работы. Размеры залежи составляют 0,3х0,2 км, высота – 14 м.

Неокомский горизонт вскрыт бурением в 26 скважинах. В целом толщина горизонта варьирует от 14 м до 28,7 м. Выдержанным глинистым пережимом (с толщиной 4-5 м) горизонт разделен на два: I неокомский и II неокомский.

I неокомский – вскрыт всеми пробуренными скважинами, где общая толщина пласта изменяется от 7,4 м до 14,3 м, а эффективная толщина варьируют от 1,2 м до 11 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 3 и от 0,16 до 0,96 д.ед. В пределах пласта выявлены залежи, получившие развитие в I, II и III блоках.

I блок освещен бурением 8 скважин, где в 4 скважинах (3, 104, 107, 103) по данным ГИС и опробования выявлена газонефтяная залежь. Скважина 10 вскрыла зону глинизации, которая частично экранирует залежь на две части с разными уровнями ГНК. Залежь, выявленная в районе скважины 3 и 104 подтверждена по данными опробования. Наличие газовой шапки установлено при опробовании скважины 104 в интервале 702,5-704,5 м (-723,3-725,3 м), 705,5-708 м (-726,3-728,8 м), где получили притоки чистого газа. ГНК принят по подошве опробованного интервала на абсолютной отметке -728,6 м. Нефтяная часть залежи вскрыта скважиной 3, в которой по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор с толщиной 3,8 м. При опробовании данного коллектора (интервал 708-714 м (-731,1-737,1 м)) получены дебиты нефти и воды с дебитом 3 м³/сут и 4,4 м³/сут, соответственно. ВНК фиксируется по ГИС на отметке -736,9 м в скважине 3.

В районе скважин 103 и 107 залежь имеет еще одну газовую шапку. Газовая шапка доказана при опробовании в скважине 107 интервала 700-702 м (-722,5-724,5 м). В нефтяной части залежи в скважинах 103 и 107 по данным ГИС выделены 3,8 м и 4,8 м нефтенасыщенных коллекторов, соответственно. При опробовании скважины 103 из интервала 705-708 м (-726,1-729,1 м) получены притоки жидкости, дебит нефти при этом составил 2,3 м³/сут. При опробовании нефтенасыщенного коллектора в скважине 107 из

интервала 706-709,5 м (-728,5-732 м) получена жидкость с пленкой нефти, что, возможно, связано с плохим сцеплением цемента с колонной. Уровень ГНК для этой части принят по кровле опробованного нефтяного коллектора в скважине 103 на уровне -724,5 м. Залежь была разделялась зноной остутствия коллектора и в западной части ВНК был принят на отметке -729,9 м, в западной – на отметке -736,9 м. В настоящей работе в связи с уточнением геологического строения и местоположений (координат) скважин, ВНК принят единым на абсолютной отметке -736,9 м. Размеры залежи составляют 1,9х0,2 км, высота – 14 м.

Во II блоке пробурены 6 скважин (100, 101, 102, 108, 109, 112). Продуктивная часть блока вскрыта в скважинах 100, 102, 109 и 112. В скважине 101 вскрыта зона глинизации, которая разделяет две залежи с разными флюидальными контактами.

Залежь в юго-восточной части блока вскрыта скважиной 102, где по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор толщиной 6,7 м. Коллектор был освещен опробованием в 2021 г., когда совместно с перестрелом II-неокомского горизонта в интервале перфорации 710,8-712 м (-731,6-732,8 м), был проперфорирован интервал I неокомского горизонта 698,5-700 м (-719,3-720,8 м), в результате чего получили приток нефти дебитом 1,0 м³/сут с обводненностью 48%. В работе (3) положение ВНК обосновывалось по скважине 116, которая в настоящей работе ввиду уточнения геометрии и местоположения нарушений, относится к другому блоку. ВНК для залежи принят по скважине 102 по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -722,4 м, причем кровля водонасыщенного коллектора, вскрытого в скважине 108 фиксируется по ГИС на отметке -722,6 м. Размеры залежи составляют 0,9х0,2 км, высота – 7 м.

По залежи, выявленной в районе скважин 100, 109 и 112 по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы с толщинами от 2,8 м до 4,2 м. УВНК принят по подошве пласта в скважине 112, на отметке -731,5 м. Размеры залежи составляют 0,9х0,1 км, высота – 13 м.

Установленная в III блоке газонефтяная залежь распространяется в блок IV, в связи с частичным затуханием нарушения разделяющего блоки. Газовая часть залежи вскрыта в скважине 4, где по данным ГИС выделяется газонасыщенный коллектор толщиной 2 м. ГНК принят по данным ГИС в скважине 4, где он вскрыт на отметке -716,3 м, без изменений относительно работы (3).

Нефтяная часть залежь вскрыта в скважинах 105А, 110, 116. Эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 4,7 м (скв. 116) до 11 м (скв. 110).

Продуктивность блока доказана опробованием в скважинах 110 и 116. В скважине 110 при опробовании интервала 711-718 м (-731,6-738,6 м) получили 78,2 м³/сут безводной

нефти. При опробовании скважины 116 в интервалах 708,5-713,5 м (-727,8-732,8 м) и 713,5-716 м (-732,8-735,3 м) получены притоки нефти до 2,5 м³/сут. ВНК принят на уровне абсолютной отметки минус 743,9 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 15, без изменений, при этом подошва доказанного нефтеносного коллектора в скважине 110 находится на абсолютной отметке -742,9 м. Размеры залежи составляют 1,8х0,3 км, высота – 30 м.

II неокомский – вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина пласта изменяется от 5,8 м до 14,4 м, а эффективная толщина варьирует от 1,4 до 8,1 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 2 и от 0,20 до 0,96 д.ед. По данным пробуренных скважинах в I, II и III блоках выявлены газовая и нефтяные залежи.

I блоке пробурены 8 скважин. В пределах блока выявлены газовая и нефтяная залежи, которые разделены зоной глинизации, вскрытой в скважинах 10 и 107. Газовая залежь вскрыта в скважине 104, где по ГИС выделены 2,3 м газонасыщенного коллектора. ГВК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -738,7 м, без изменений. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота достигает нескольких метров.

Нефтяная залежь вскрыта в скважине 103, где по ГИС выделены 1,2 м нефтенасыщенных коллекторов. При опробовании этой скважины в интервале 716,5-718,5 м (-737,6-739,6 м) получены притоки жидкости с пленкой нефти. Согласно заключению АКЦ сцепление цементного камня с колонной по стволу плохого качества. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на глубине -739,3 м, без изменений. Размеры залежи составляют 0,6х0,1 км, высота залежи достигает нескольких метров.

В остальных скважинах блока выявлены водонасыщенные коллекторы.

II блок освещен бурением в 6-ти скважинах. Скважина 108 вскрыла законтурную часть залежи. В скважинах 112, 100, 109, 101, по данным ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы от 1,4 до 4,2 м. Продуктивность доказана при опробовании скважин 102 в интервале 710-712,5 м (-730,8-733,3 м), где получены притоки жидкости с дебитом нефти 4,7 м³/сут. По данным ГИС в скважине 112 нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до отметки -744,4 м. В скважине 100 по данным ГИС прямой контакт нефть-вода на отметке -740,8 м, которая и явилась принятым уровнем ВНК. В скважине 108 кровля водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -740,8 м. С учетом вышеприведенных данных, в том числе по скважине 112, положение ВНК в настоящей работе принято в интервале абсолютных отметок -740,8-744,4 м. Размеры залежи составляют 1,5х0,2 км, высота – порядка 15 м.

III блок освещен бурением пяти скважин, из которых в скважинах 15, 17, 110 выделены водонасыщенные коллекторы. Скважина 116 вскрыла зону отсутствия коллектора. В скважине 4 выявлена нефтяная залежь, контур нефтеносности которой распространяется в блок IV в связи с затуханием в отложениях нарушения разделяющего блоки. В скважине 4 по данным ГИС выделены 2,6 м нефтенасыщенного коллектора. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на глубине -729,7 м, без изменений, при этом кровля водонасыщенного коллектора находится на глубине -730,7 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота залежи достигает нескольких метров.

I келловейский горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. В целом общая толщина горизонта варьирует от 25,4 м до 50,2 м, эффективная толщина изменяется от 2 м до 29,4 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 10, от 0,05 до 0,87 д.ед. Продуктивные залежи выявлены в пределах блоков и подблоков I, III, IV-1, IV-2, V.

Блок I освещен бурением 13 скважин. Из них продуктивность выявлена в скважинах 10, 100, 101, 103, 104, 107, 108, 109, 112, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы от 8,3 м (скв. 104) до 22,6 м (скв.108).

Продуктивность залежи доказана во всех 9 скважинах. При этом в скважинах 10, 101, 103, 104, 107, 108, 109 были получены притоки чистой нефти, варьирующие от 6 до 87,4 м³/сут. При опробовании скважины 100 были получены 3,24 м³/сут нефти и 2,16 м³/сут воды. Притоки пластовой воды получены при опробовании скважины 106. В 2022 г. было проведено опробование скважины 112 в интервале перфорации 857,1-860 м (-878-880,9 м), из которого был получен приток нефти дебитом 22,2 т/сут.

В работе для данного блока был принят наклонный тип ВНК от -885,5 м до -888,3 м.

По данным пробуренных скважин ВНК по ГИС вскрыт в скважинах 103, 104, 108 на отметках -888,3 м, -887 м и - 887,6 м, соответственно.

В пробуренной скважине 112 выделены нефтенасыщенные по данным ГИС пласты до отметки -893,5 м, что ниже принятого ранее положения контакта. Разработка залежи блока началась с ввода в эксплуатацию скважины 10. Вероятно, отбор из скважины 10 повлиял на начальное положение контакта в близко расположенной скважине 107. С учетом вышесказанного характер насыщения пласта в скважинах 107 оценен как нефтенасыщенный обводненный в интервале абс. отметок -885,5-888,3 м.

Таким образом, для данного блока принимается наклонный тип ВНК от -887 м до -893,5 м. Размеры залежи составляют 1,9х0,2 км, высота – 36 м.

Во *II блоке* горизонт освещен бурением скважин 102, 105А и 116. Во всех скважинах блок по данным ГИС водонасыщен.

В пределах *III блока* горизонт вскрыт бурением скважин 4, 15 и 110. В скважине 15 по данным ГИС и опробования вскрыты водоносные пласты. В скважине 110 по данным ГИС пласты водоносные. В скважине 4 по данным ГИС выделен газонасыщенный пласт толщиной 2,1 м. ГВК в работе был принят по подошве выделенного пласта в скважине 4, на отметке -926,3 м. В настоящей работе в связи с уточнением подошвы газонасыщенного пласта ГВК принимается на абсолютной отметке -927 м. Размеры залежи составляют 0,7х0,3 км, высота – 35 м.

В предыдущих работах начиная с данного горизонта блок *IV* тектоническими нарушениями был разделен на подблоки IV-1,2,3, в пределах которых на разных гипсометрических отметках выделены продуктивные залежи. С учетом работы между скважинами 2 и 9 выделено нарушение, отделяющее район скважины 2 в самостоятельный блок *V*.

IV-1 подблок вскрыт бурением скважины 9, где по данным ГИС выделены 3 м газонасыщенных коллекторов. При опробовании скважины 9 (интервал 935-938 м (-957,6-960,6 м)) получен газ дебитом 39,2 тыс. м³/сут и вода дебитом 1,5 м³/сут на штуцере диаметром 5 мм. ГВК вскрыт на абсолютной отметке минус 960,8 м и принят как и ранее по контакту «газ-вода» в скважине 9, что также подтверждается результатами опробования. Размеры залежи составляют 0,7х0,2 км, высота составляет 25 м.

IV-2 подблок. В данном блоке пробурена скважина 6 и 111, где по данным ГИС выделены 1,8 м и 2,2 м нефтенасыщенных коллекторов соответственно. ВНК принят как и ранее по подошве опробованного нефтяного пласта в скважине 111, на абсолютной отметке - 945,9 м. При этом кровле водонасыщенного пласта в скважине 6 вскрыта на глубине минус 945,8 м.

В данном блоке предполагалась газовая шапка, где ГНК был принят по кровле опробованного нефтяного пласта в скважине 6, на абсолютной отметке -939,8 м. В качестве оснований выделения газовой шапки приводились следующие факторы:

- в скважине 111 в 2019 г. были опробованы интервалы 914-916 м, (-933,6-935,6 м), 919,5-921,5 м (-939,1-941,1 м), 924,5-925,5 м (-944,1-945,1 м). В ходе опробования скважина начала фонтанировать с незначительным выходом жидкости (газ, нефть с фильтрами, вода), затем перейдя на фонтанирование чистым газом без признаков жидкости;

- согласно акту опробования скважине 6, в интервале 918-921 м (-939,6-942,6 м) получен небольшой приток нефти дебитом 0,08 м³/сут на штуцере 5 мм. Ввиду того,

что скважина испытана в 1971 году, невозможно однозначно утверждать наличие выхода газа. Фактические имеющие данные по скв. 6 показывают, что при испытании практически скважина оказалась сухой, так как полученный выход 81 литр в сутки при первоначальном отсутствии притока в течении нескольких дней и повторной перфорации говорит о том, что, возможно, призабойная зона сильно загрязнена или о том, что коллектор имеет низкие ФЕС;

- в северной части горизонта I-K, в близлежащих блоках III, V и IV-1 по данным ГИС и опробования вскрыты чисто газовые залежи, что говорит о возможности наличия по блоку IV-2 небольшой газовой шапки.

В скважине 111 16-17 марта 2019 г. проведен комплекс ГИС по определению текущей нефтенасыщенности в интервале 650,0-989,0 м (-669,6-1008,6 м), по результатам которых отмечается, что выделенные коллекторы по данным ИННК характеризуются как водонасыщенные, исключение составляет пласт в интервале 924,1-926,3 м, где по ИННК «Кнг до 0,50 д.ед», по ГИС Кнг=0,43 д.ед.

В связи с уточнением структурных построений в районе скважины 6, предположительным характером выделения газовой шапки, отсутствием фактических данных для обоснования подсчетных параметров предполагаемой газовой части залежи, в настоящей работе газовая шапка не выделяется.

Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота порядка 7 м.

V блок. вскрыт бурением скважины 2, в которой по данным ГИС выделены 10,8 м газонасыщенных коллекторов. При опробовании скважины 2 в интервале 925-932 м (-947,5-954,5 м) получен газ дебитом 59,75 тыс. м³/сут. Ранее положение ГВК обосновывалось по скважине 9 на отметке -960,7 м. В связи с уточнением структурно-тектонической основы положение ГВК для залежи обосновывается самостоятельно и предполагается на абсолютной отметке минус -958,1 м. Размеры залежи составляют 0,5х0,2 км, высота составляет 15 м.

II келловейский горизонт. В целом общая толщина горизонта варьирует от 20,6 м до 46 м, а эффективная толщина изменяется от 2,2 м до 35,1 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 7, от 0,07 до 0,76 д. ед. Продуктивность горизонта выявлена в 5 блоках и подблоках (IV-1, IV-2, IV-3).

I блок. В шести пробуренных в пределах блока скважинах (скв. 10, 101, 107, 108, 109, 112) по данным ГИС выделены коллекторы толщиной от 3 м до 8,2 м. Скважины 3, 5, 12, 100, 103, 104 вскрыли водонасыщенные по данным ГИС пласты-коллекторы.

Положение ВНК принималось в интервале -946,1-948,7 м, по данным скважин 102 и 109 соответственно. В настоящей работе в связи с уточнением структурно тектонической

основы пласты скважины 102 отнесены ко второму блоку горизонта, и в обосновании контакта описываемой залежи не участвуют.

Прямые положения ВНК по данным ГИС вскрыты в скважинах 108 и 109, на абсолютных отметках минус 947,4 и минус 948,7 м, соответственно. При этом в скважине 107 кровля воды зафиксирована на отметке минус 951,7 м.

В скважине 10 по данным ГИС выделены 3 м нефтенасыщенной толщины, подтвержденные опробованием. Отметка в скважине 10 на уровне минус 953,2 м соответствует подошве опробованного пласта коллектора и ранее принятому положению контакта в подблоке. В предыдущих работах скважина 10 отделялась предполагаемым нарушением в отдельный подблок Г'. С учетом уточнения местоположения скважины 10, скважины блока рассмотрены совместно.

Принимая во внимание вышеуказанные данные, для описываемой залежи блока принят наклонный тип ВНК от минус 947,4 м до минус 953,2 м. Размеры залежи составляют 0,9х0,2 км, высота составляет 25 м.

В скважине 112 по данным ГИС выделены 3,9 м нефтенасыщенной толщины. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта фиксируется на абсолютной отметке на -952,5 м, по которой впервые принимается положение водонефтяного контакта для залежи в районе скважины 112. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота составляет 7 м.

II блок вскрыт скважинами 102 и 105А, которые в предыдущей работе были отнесены к блоку I. Залежей во II блоке выделено не было. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 13,8 м до 14,5 м. Продуктивность доказана опробованием скважин 102 и 105А, где были получены притоки нефти с дебитами 22,1 и 41 м³/сут, соответственно.

Положение ВНК по данным ГИС в скважине 102 находится на абсолютной отметке минус 946,1 м, в скважине 105А нефтенасыщенные коллекторы выделяются до -947,9 м. Таким образом, положение ВНК принято наклонным в интервале абсолютных отметок - 946,1-947,9 м. Размеры залежи составляют 0,6х0,1 км, высота составляет 30 м.

В скважине 116 в феврале 2021 г. провели опробование интервалов перфорации 937-939 м и 939,5-941 м, из которых получили приток нефти дебитом 2,8 м³/сут с обводненностью 87%. В мае 2021 г. проведен перестрел интервалов 936,5-938,5 м (-955,8-957,8 м) и 939,5-941 м (-958,8-960,3 м), после чего получили приток нефти дебитом 1,7 м³/сут с обводненностью 95%. Ранее в скважине в этих интервалах выделялись водонасыщенные пласты-коллекторы. В настоящей работе в скважине по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы в интервале -955,8-960,6 м общей эффективной толщиной 2,5 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора и кровля

водонасыщенного отбиваются на абсолютной отметке -960,6 м, на которой и принимается положение ВНК. Размеры залежи составляют 0,5х0,1 км, высота составляет порядка 15 м.

III блок освещен бурением скважинами 4 и 15. В пределах блока, в районе скважины 15 выявлена нефтяная залежь, где по данным ГИС в разрезе скважины выделены нефтенасыщенные коллекторы суммарной толщиной 7,2 м. При опробовании интервала 968-972 м (-990,9-996,9 м) получен приток нефти с водой с дебитами 0,43 м³/сут и 1,86 м³/сут соответственно. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта на уровне -998,1 м, без изменений. Размеры залежи составляют 0,8х0,2 км, высота составляет порядка 20 м.

В пределах *подблока IV-1* распространена нефтяная залежь, которая вскрыта скважиной 9. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,6 м. Прямой водонефтяной контакт вскрыт по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1032,6 м в скважине 9, без изменений. Размеры залежи составляют 0,6х0,2 км, высота составляет порядка 35 м.

В пределах *подблока IV-2* распространена нефтяная залежь, продуктивность которой установлена по ГИС и опробованию в скважине 6. При опробовании скв. 6 интервала перфорации 976-992 м (-997,6-1013,6 м), 992-1000 м (-1013,6-1021,6 м) получена нефть дебитом 27 м³/сут через штуцер 7 мм. В скважине 111, которая была пробурена рядом со скважиной 6, по данным ГИС разрез водонасыщенный. ВНК принят по подошве опробованного нефтяного коллектора в скважине 6 на абсолютной отметке -1013,2 м, без изменений. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота составляет порядка 15 м.

В *IV-3 подблоке* горизонт вскрыт бурением скважин 8 и 14, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы суммарной толщиной 8,4 м и 5,6 м, соответственно. В скважине 8 при опробовании интервала 993-1000 м получена нефть дебитом 2,86 м³/сут. В скважине 14 при совместном опробовании интервалов 995-1004 м (-1017,1-1026,1 м) и 1012-1017 м (-1034,1-1039,1 м) был получен приток нефти с дебитом 1,48 м³/сут. Помимо этого, при отдельном опробовании интервала 1012-1017 м (-1034,1-1039,1 м), был получен приток нефти дебитом 0,6 м³/сут. Условный водонефтяной контакт принят на абсолютной глубине минус 1038,9 м по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 14. Размеры залежи составляют 1,1х0,3 км, высота составляет порядка 40 м.

В пределах *блока V* распространена нефтяная залежь, которая вскрыта скважиной 2. Выделение блока аналогично выделению в вышележащем горизонте. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м. Ранее положение ГВК обосновывалось по скважине 9 на отметке -1032,5 м. В связи с уточнением структурно-тектонической основы

положение ГВК для залежи обосновывается самостоятельно по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1028,7 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота составляет порядка 15 м.

1.1.8 Характеристика почвенного покрова

По природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан контрактная территория расположена в пределах пустынной полупустынной зоны Прикаспийской низменности.

Почвенный покров рассматриваемой территории формируется на засоленных морских отложениях. Здесь широко распространены солончаки (типичные, суровые, приморские) и луговые засоленные приморские почвы. Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малого количества осадков, высоких летних температур, определивших преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья. Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля. Основным источником засоления служат почвообразующие породы, представленные морскими засоленными отложениями, а также соли, поступающие от минерализованных грунтовых вод.

На территории месторождения и прилегающем районе встречаются следующие почвы: примитивные приморские, суглинок, солончаки, песчаные отложения и пески.

В почвенно-геоботаническом отношении данная площадь относится к пустынной зоне.

1.1.9 Характеристика растительного покрова

Обследованная территория расположена на юго-востоке Прикаспийской впадины и согласно ботанико - географическому районированию относится к подзоне Северо-Туранских пустынь.

В растительном покрове преобладают полукустарничковые биоформы и представители ксерофитной и галафитной флорой.

Наиболее часто полынь формирует монодоминантные сообщества с незначительным участием итсигека, эбелека, эфемеров и эфемероидов (бурачок пустынный, дескурайния София, мортук восточный, ревень татарский).

С участием степных злаков (ковыля сарептского, пырея ломкого и пырея ветвистого) полынь встречается в западной части обследованной территории. В южной и восточной частях распространены галофитные варианты полыни с биюргуном и кейреуком.

В связи с различием видового состава выделены следующие ассоциации: белоземельнополынная, белоземельнополынно - итсигековая, белоземельно-полынно-тырсовая, белоземельнополынно-злаковая, белоземельнополынно-еркековая, белоземельнополынно кейреуковая, белоземельнополынно-биюргуновая.

Довольно широко распространены на изучаемой территории биюргуновые сообщества, приуроченные к бурым засоленным почвам и солонцам бурым плоских и слабоволнистых участков равнины и денудационного уступа.

Встречаются биюргунники в основном в южной и северной частях участка. К плоскому рельефу равнины приурочены монодоминантные биюргуновые сообщества. На волнистых элементах рельефа биюргун произрастает совместно с полынью белоземельной, лебедой седой (кокпеком), мартуком, дескурайнией, мятликом, климакоптерой, гиргенсонией. Изредка встречается на биюргуновых пастбищах ежовник безлистный-итсигек.

В северно-западной части участка на слабоволнистой поверхности денудационного уступа получили широкое распространение еркековые сообщества. Почва под ними легкого механического состава (легкосуглинистые, супесчаные). Произрастая с тырсом и полынью, еркек создает еркеково- тырсовые и еркеко-белоземельнополынные пастбища. Кроме доминирующих растений, встречаются в небольшом обилии терескен роговидный, кохия простертая, мартук восточный, бурачок пустынный, мятлик пуговичный, дескурайния София.

Кокпековые сообщества распространены в юго-западной части участка. Встречаются по выровненным поверхностям делювиально-пролювиальной равнины на бурых солонцеватых, солончаковых суглинистых почвах и солонцах бурых.

Кокпек формирует монодоминантные сообщества, а также с участием полыни белоземельной. В видовом составе преобладают полукустарники и полукустарнички (лебеда седая, ежовник солончаковый, ежовник безлистный, полынь белоземельная). Роль других растений невелика - это эфемеры и эфемероиды (бурачок пустынный, мятлик пуговичный, мартук восточный).

Тырсовые сообщества встречаются небольшими участками в северо-западной части участка на слабоволнистой поверхности денудационного уступа, образуя комплексы с пустынной растительностью, размещаясь на зональных, бурых почвах.

В составе этих сообществ, преобладают травянистые ксерофитные многолетники. Ковыль сарептский образует сообщества с полынью бело-земельной и незначительным участием других растений: кохии простертой, мортука восточного, бурачка пустынного, мятлика луковичного.

Однопестичнополынные сообщества на зональных почвах не играют большой роли в растительном покрове участка. Более широкое распространение они получили по ложбинам стока на лугово-бурых солончаковатых, тяжелосуглинистых и глинистых почвах. На лугах, кроме доминанта полыни однопестичной, из числа многолетников встречаются злаки - пырей ветвистый, ковыль сарептский, полукустарнички - кохия простертая, ежовник солончаковый, из травянистого многолетнего разнотравья - верблюжья колючка обыкновенная, солодка Коржинского, горчак ползучий, из эфемеров и эфемероидов - мортук восточный, мятлик луговичный. Полынь создает моnodоминантные однопестичнополынные и однопестичнополынно-злаковые сообщества.

Растительный покров обладает слабым восстановительным потенциалом, поскольку он легко раним, мало устойчив к антропогенным воздействиям, и легкий механический состав почв не способствует быстрому укоренению и закреплению проростков растений.

Полынь белоземельная характеризует для данной территории зональной тип растительности, а потому в промышленной зоне нефтепромысла, где она претерпевает сильное техногенное воздействие, нуждается в охране.

В целом, современное состояние растительного покрова ненарушенных земель на обследованной территории можно считать удовлетворительным.

1.1.10 Характеристика животного мира

Северное побережье Каспия характеризуется относительно высоким видовым богатством фауны позвоночных животных. Здесь встречаются (постоянно и временно) 3 вида земноводных, 12 видов пресмыкающихся, около 260 видов птиц, 46 вида млекопитающих.

Район относительно богат эндемичными формами (более 60 видов и форм организмов не встречаются больше нигде в мире), но основной чертой фауны является ее комплексность. На восточном, северном и отчасти северо-западном побережье обитают виды Ирано-Туранского и Центрально-азиатского происхождения, генетически связанные с пустынными регионами Средней Азии и Казахстана. На западном побережье и отчасти на северном обитают мезофильные виды европейского происхождения и голарктические виды.

Из млекопитающих к эндемикам относится единственный представитель ластоногих – каспийская нерпа.

К видам тесно, связанным с водными прибрежными и дельтовыми биотопами относятся 4 вида: болотная черепаха, каспийская черепаха, водяной уж и обыкновенный уж.

По встречаемости в наземных ценозах из пресмыкающихся наиболее многочисленными видами являются степная агама и разноцветная ящурка, на третьем месте по численности такырная круглоголовка, которая является широко распространенным видом с очаговым распространением, однако плотность их населения относительно невелика от 0,4 до 2 особей на км маршрута. Выравненность рельефа и обедненный растительный покров усугубляет суровость климата, особенно во время зимовки в бесснежные зимы. Помимо приведенных факторов, значительная часть северного побережья Каспия затапливается нагонными водами в связи с трансгрессией моря, что ведет к почти полной гибели ящериц.

Воздействие естественных отрицательных факторов, ограничивающих герпетофауну как в видовом, так и в количественном отношении, усугубляется антропогенным воздействием.

Млекопитающих насчитывается 46 видов, из которых 4 относятся к категории многочисленных - лисица, степной хорь, сайга и хомячок Эверсмана, 23 вида обычных и 2 вида редких и исчезающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан - пегий пutorак и перевязка.

В зоогеографическом отношении степных млекопитающих в этом регионе немного, встречается степной хорь и степная пеструшка. Основу фауны составляют пустынные виды, которых здесь насчитывается не менее 27, в том числе 11 видов широко распространенных. Плотность населения млекопитающих в районе исследования относительно невелика, в основном из-за природных условий.

Среди млекопитающих, обитающих на северном побережье Каспия, преобладают ксерофильные виды, предпочитающие степные, полупустынные и пустынные биотопы. Многочисленными (фоновыми) видами являются представители отрядов грызунов, зайцеобразных и ряд мезофильных и ксерофильных видов хищных. Наиболее характерны: зайц-толай, тушканчики, песчанки, из хищных - волк и корсак, из копытных - сайгак.

Кабан распространен по всему северному побережью в местах, где есть заросли тростника, камыша и рогоза. В зимний период часть зверей откочевывает из прибрежной зоны в пески.

Орнитофауна рассматриваемого региона представлена типичными представителями птиц пустынных ландшафтов и птиц водно-болотных угодий, качественный и количественный состав которых значительно богаче и интереснее.

На побережье северной части Каспийского моря (включая наземных видов птиц) в настоящее время встречаются более 260 видов птиц, из них гнездится 110 видов, зимует 76 видов и пролетных 92 вида. Всего на Северном Каспии в различные сезоны регистрировалось от 120 до 260 видов птиц, относящихся к 18 отрядам.

Для наземной орнитофауны района наиболее характерными гнездящимися птицами являются серый и малый жаворонки, рогатый жаворонок, степной жаворонок, авдотка, азиатский зуек, серый сорокопут и степной орел (малочисленный). Редко встречаются чернобрюхий рябок (краснокнижный), орлан-долгохвост (краснокнижный, находящийся под угрозой исчезновения), желчная овсянка, пустынная каменка, обыкновенный козодой. В оврагах и пустынных балках гнездится курганник. В населенных пунктах отмечается гнездование домового и полевого воробьев, деревенской и городской ласточек, удода, скворца, белой трясогузки, а в развалинах и могилах - домового сыча, степной пустельги и розового скворца. На столбах высоковольтных линий электропередач устраивают свои гнезда степной орел, курганник и обыкновенная пустельга. Экстремальные условия, дефицит водных источников, высокая засоленность соровых участков и малая доля древесно-кустарниковой растительности обуславливают бедность видового состава птиц и низкую плотность их гнездования.

1.1.11 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры

1.1.11.1 Особо охраняемые природные территории

На территории Атырауской области находятся 3 особо охраняемых природных территорий (ООПТ): 1 государственный природный резерват «Акжайык», 1 государственный природный заказник Новинский, 1 государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря.

Государственный природный резерват "Акжайык"

Государственный природный резерват «Акжайык» расположен в Махамбетском районе Атырауской области и землях города Атырау.

Создан постановлением Правительства Республики Казахстан № 119 "О некоторых вопросах создания государственного учреждения "Государственный природный резерват

«Акжайык» от 6 февраля 2009 года в дельте реки Урал и прилегающем побережье Каспийского моря.

1 апреля 2009 года территория дельты реки Урал и прилегающего побережья Каспийского моря включена в список водно-болотных угодий международного значения. Она стала второй казахстанской территорией после Тенгиз-Коргалжынской системы озёр, вошедшей в данный список.

В 2014 году резерват вошел во всемирную сеть биосферных резерватов ЮНЕСКО.

По данным последних исследований, список флоры включает 130 видов, относящихся к 90 родам, 33 семействам, что составляет примерно 54 % флоры казахстанской части Северного Прикаспия, насчитывающей около 250 видов. Здесь можно встретить редкие и занесённые в Красную книгу Казахстана растения.

Через территорию дельты реки Урал и прилегающее побережье Каспийского моря пролегает Сибирско-Восточно-Африканский миграционный маршрут перелетных птиц. Здесь сосредоточено большое количество редких и эндемичных (обитающих только в данной местности) видов растений и животных.

Из птиц это такие редкие виды, как каравайка, колпица, малая белая цапля, египетская цапля, султанка. В период пролёта здесь останавливаются тысячи фламинго, кудрявых пеликанов, черноголовых хохотунов, лебедей, а также находящийся под угрозой исчезновения гусь-пискулька.

На территории резервата встречается 78 видов млекопитающих.

В списке исчезающих видов в регионе насчитывается 20 наименований птиц, 24 вида насекомых, 2 вида пресмыкающихся и 2 вида млекопитающих. На грани уничтожения — осетровые рыбы и каспийский тюлень.

Новинский государственный природный заказник

Новинский - государственный природный (зоологический) республиканского значения.

Заказник создан для охраны редких животных в восточной части устья реки Кигач (Кигащ) и Северная часть Каспия, на территории Курмангазинском районе Атырауской области Казахстана.

Заказник был организован постановлением Совета Министров КазССР от 17.02.1986 г., его площадь 45 тыс. га.

Госзаказник «Новинский» расположен на малых и больших островах в труднодоступной части Северного Каспия.

Острова периодически затапливаются до 80 %. Нагонные ветры. Условия благоприятны для обитания боровой и водно-болотной дичи. Водятся кабан, лисица, корсак, заяц-русак, ондатра, енотовидная собака; водоплавающие и около-водные птицы; гнездятся более 23 видов птиц серые гуси, кряква, серые утки, лысуха, различные нырки, турухтан и т.д. Встречаются пернатые хищники: орлан-белохвост, комышовый лунь.

Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря

Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря Акватория восточной части Северного Каспия с дельтами рек Волги (в пределах РК) и Урала входит в государственную заповедную зону в северной части Каспийского моря. Водно-болотные угодья северной части Каспия, а особенно дельты рек Волги, Урала и Эмбы, а также прилегающее побережье и акватория самого моря, являются важнейшими на Евразийском континенте угодьями, которые обеспечивают поддержку миллионам водоплавающих и околоводных птиц в период гнездования, линьки, сезонных миграций и зимовки.

Территория месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» не затрагивает особо охраняемые природные территории.

1.1.11.2 Памятники истории и культуры

Разнообразие и массовый характер памятников выделяют Мангистаускую область в особый регион. На этой земле находятся захоронения 362 святых отцов-ясновидцев, многие места на полуострове считаются священными. Здесь более десяти тысяч памятников архитектуры на древних некрополях, таких, как койтасы, кулпытасы, саркофаги, саганатамы, мавзолеи и другие.

Наибольший интерес представляют некрополи Бекет-ата, Шопан-ата, Шакпак-ата, Сейсем-ата, Масат-ата, Караман-ата, Кошкар-ата, Султан-эпе, Ханга-баба, Кенты-баба, Уштам, Акшора и многие другие. Крупные некрополи включают в себя мечети, где обучали грамоте. Многие подземные и наземные мечети сохранились до наших дней и обладают большими запасами биоэнергии.

Более тридцати памятников народного зодчества, расположенных в области, взято под охрану государством. Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

К сожалению, в настоящее время, многие памятники находятся в аварийном состоянии. Разрушения происходят из-за неблагоприятных атмосферных воздействий, естественного старения материала и ветровой эрозии, влияния техногенной деятельности, отсутствия ограждений. Многие малые надгробия сломаны домашними животными. Следы разрушений коснулись в основном, мавзолеев и мечетей.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» не выявлены.

1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Октябрьское использованы данные с «Информационного отчета по производственному экологическому контролю (ПЭК) на месторождении Октябрьское, ПСН «Забурунь» ТОО «Светланд-Ойл» за 1 квартал 2023 года.

Инструментальные измерения и лабораторные исследования качества атмосферного воздуха проводились специалистами ТОО «ЭкоНорматив». Испытательная лаборатория ТОО «ЭкоНорматив» аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 (аттестат аккредитации №KZ.T.06.E0966 от 05.05.2022 г. Действителен до 05.05.2027 года).

Производственный экологический мониторинг воздействия включает в себя мониторинг состояния воздушного бассейна в фиксированных точках и на границе санитарно-защитной зоны месторождения.

В атмосферном воздухе определялось содержание оксид углерода, оксид азота, диоксид азота, диоксид серы и углеводороды $C_{12}-C_{19}$.

Измерение концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в фиксированных точках сопровождалось определением метеорологических характеристик воздушной среды (температура, скорость и направление ветра, влажность, давление).

Замеры концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и на источниках выбросов проводились с помощью переносных автоматических газоанализаторов.

Отбор проб воздуха при определении приземной концентрации примеси в атмосфере проводился на высоте 1,5 - 2,0 м от поверхности земли. Отбор проб воздуха для определения разовых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проводился до получения стабильных показаний концентраций определяемых загрязняющих веществ (в соответствии с РЭ ГАНК-4).

Оценка качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны проводилась в соответствии с приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».

Значения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе расположения месторождения Октябрьское по результатам производственного мониторинга, проведенного в 1 квартале 2023 года приведены в таблице 1.2.1.1.

Таблица 1.2.1.1 – Концентрации загрязняющих веществ в районе расположения месторождения Октябрьское

Точки отбора	Оксид углерода	Оксид азота	Диоксид азота	Диоксид серы	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉
Территория промышленной площадки м/р Октябрьское	0,831	0,0119	0,0113	0,0124	0,127
СЗЗ Южная часть	0,829	0,0118	0,0112	0,0122	0,125
СЗЗ Юго-Западная часть	0,831	0,0118	0,0114	0,0125	0,123
СЗЗ Западная часть	0,832	0,0117	0,0115	0,0126	0,128
СЗЗ Северо-Восточная часть	0,827	0,0114	0,0112	0,0121	0,126
Территория АЗС	-	-	-	-	0,134
Территория РВС	-	-	-	-	0,131
Территория вахтового поселка	0,821	0,0117	0,0113	0,0120	0,123
Среднее значение по месторождению, мг/м ³	0,8285	0,0117	0,0113	0,0123	0,1695
ПДК	5	0,4	0,2	0,5	1

Таким образом, проведенное исследование качества атмосферного воздуха на территории месторождения Октябрьское в 1 квартале 2023 года позволяет сделать вывод, что значения концентраций по всем определяемым веществам находятся в пределах нормативов ПДК для воздуха населенных мест, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод

С целью получения информации о состоянии подземных вод и оценки влияния на них деятельности ТОО «Светланд-Ойл» на месторождении Октябрьское заложена наблюдательная скважина грунтовой воды, где осуществляется мониторинг подземных вод.

Контроль над состоянием подземных вод в 1 квартале 2023 года проводились специалистами ТОО «ЭкоНорматив».

Мониторинг подземных вод производился согласно «Программе производственного экологического контроля на объектах ТОО «Светланд-Ойл»» для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты: общая минерализация (сухой остаток), суммарные нефтяные углеводороды (нефтепродукты).

Ввиду того, что в Республике Казахстан отсутствуют нормативы предельно-допустимых концентраций (ПДК) для сильноминерализованных грунтовых вод, оценка состояния подземных вод, относительно нормативов предельно допустимых концентраций химических веществ не приводится.

На основании результатов проведенного экологического мониторинга подземных вод на территории месторождения Октябрьское в 1 квартале 2023 года можно отметить, что подземные воды соответствует категории рассолов.

По причине высокой минерализации данные воды не относятся к источникам питьевого водоснабжения. Повышенная минерализация подземных вод обусловлена природными факторами.

Сводная таблица концентраций загрязняющих химических веществ в подземных водах представлена в таблице 1.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1 - Результаты анализа подземной воды отобранной на месторождении Октябрьское в 1 квартале 2023 года

Показатели, мг/дм ³	Скважина грунтовой воды
Сухой остаток, мг/дм ³	41408
Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³	<0,005

Анализ результатов мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на месторождении Октябрьское в 1 квартале 2023 года показал, что подземные воды на территории месторождений классифицируются как рассолы с высоким содержанием сухого остатка.

В целом, по результатам наблюдений подземных вод, проведенных в 1 квартале 2023 г., можно отметить довольно удовлетворительное состояние подземных вод на месторождении Октябрьское.

Экологическая служба ТОО «Светланд-Ойл» ведет направленную политику по безопасности работ для сохранения окружающей среды и выполняет ряд последовательных задач по достижению постоянного и действенного улучшения охраны окружающей среды в зоне влияния участков предприятия.

1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Октябрьское проводятся радиометрические и радиологические исследования компонентов природной среды, результаты которых позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала разработки месторождения.

Согласно «Программе производственного экологического контроля на объектах ТОО «Светланд-Ойл»» радиационный мониторинг проводится 1 раз в год.

Радиационно-дозиметрическое обследование объектов месторождения проводилось в 3 квартале 2022 года (принимаются данные 3 квартала 2022 года, так как радиационный мониторинг проводится 1 раз в год в 3 квартале) специалистами ТОО «ЭкоНорматив».

Наблюдение за радиационным фоном производилось радиометром - дозиметром РКС-01Г СОЛО зав №17-09.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения, в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г., не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

Результаты замеров радиационного мониторинга месторождения Октябрьское представлены в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.3.1 – Результаты замеров радиационного мониторинга на территории месторождения Октябрьское

Наименование источников воздействия	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
Территория месторождения Октябрьское	0,2+фон	0,037-0,069

В результате проведенных исследований в 3 квартале 2022 года было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» составляет от 0,037 до 0,069 мкЗв/час, что не превышает допустимого значения. В целом, контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл» не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерadiационноопасным объектам.

1.2.4 Современное состояние почвенного покрова

Для оценки современного состояния почвенного покрова на территории месторождения Октябрьское представлены данные, проведенные в рамках мониторинговых исследований во 2 квартале 2022, которые выполнены аккредитованной лабораторией ТОО «ЭкоНорматив».

В соответствии с законодательством Республики Казахстан на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» ведется производственный мониторинг за состоянием почв. Производственный мониторинг почв на месторождении осуществляется в соответствии с «Программой производственного экологического контроля на объектах ТОО «Светланд-Ойл»».

Отбор проб и изучение состояния почв на месторождении проводились согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- нефтепродукты, мг/кг;

- тяжелые металлы (медь, цинк, свинец, никель), мг/кг.

Результаты проведенных химических анализов почвенных проб на загрязнение тяжелыми металлами и нефтепродуктами во 2 квартале 2022 года на месторождении Октябрьское представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Результаты анализа проб почвы за 2 квартал 2022 года на месторождении Октябрьское

№	Определяемый компонент	Площадка №1 месторождение Октябрьское	ПДК, мг/кг
1	Нефтепродукты	51,3	1000
2	Медь	<0,5	3,0
3	Свинец	<2,5	32,0
4	Цинк	<5,0	23,0
5	Никель	<2,5	4,0

Таким образом, сравнительный анализ проведенных исследований проб почв на месторождении Октябрьское во 2 квартале 2022 года позволяет сделать вывод, что концентраций всех наблюдаемых ингредиентов в почвенном покрове не превышают нормативов предельно допустимых концентраций (ПДК) и находятся в пределах допустимой нормы.

1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

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

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

Недропользователем месторождения Октябрьское является ТОО «Светланд-Ойл», имеющее Государственную Лицензию № 291 от 27.03.1996 г. серии МГ и Контракт № 82 от 05.12.1997 г. с Компетентным органом (Агентством РК по инвестициям) на проведение добычи углеводородного сырья в пределах блока XXVII-7-F (частично) в Атырауской области Республики Казахстан.

Площадь горного отвода месторождения Октябрьское составляет 0,62 км². Глубина отвода – минус 1040 м.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Октябрьское:

1. СШ 46°40'59", ВД 49°54'27"
2. СШ 46°41'09", ВД 49°54'27"
3. СШ 46°41'23", ВД 49°54'31"
4. СШ 46°41'28", ВД 49°54'43"
5. СШ 46°41'24", ВД 49°54'46"
6. СШ 46°41'13", ВД 49°54'42"
7. СШ 46°41'06", ВД 49°54'47"
8. СШ 46°40'58", ВД 49°54'56"
9. СШ 46°40'50", ВД 49°55'18"
10. СШ 46°40'42", ВД 49°55'17"
11. СШ 46°40'46", ВД 49°54'47"

Картограмма расположения горного отвода месторождения Октябрьское представлена в Приложении 5.

1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

На месторождении Октябрьское в рамках действующего проектного документа была выявлена продуктивность аптского, неокомского, а также I и II келловейских горизонтов верхней юры. Залежи аптского горизонта газовые.

Согласно действующему проектному документу (ПР-2020г.) на месторождении выделено 2 объекта разработки:

- **I объект** – неокомский горизонт;
- **II объект** – I-II келловейские горизонты.

Нефть в пластовых условиях и динамическая вязкость по горизонтам составили: горизонт I-неоком - 0,886 г/см³ и 50,8 мПа*с; горизонт II-неоком - 0,861 г/см³ и 15,45 мПа*с, горизонт I-келловей - 0,850 г/см³ и 24,21 мПа*с, горизонт II-келловей - и 0,849 г/см³ и 17,13 мПа*с соответственно.

Содержание парафинов в составе поверхностной нефти по продуктивным горизонтам составляет: I-неоком – 4,225 масс. %, II-неоком - 7.37 масс. %. I-келловей - 3,01 масс. %, II-келловей - 1,6 масс. %. Нефть относится к малопарафинистой и парафинистой нефти. Плотность нефти в поверхностных условиях по горизонту I-неоком в среднем на уровне 0,901г/см³ относится к битуминозной нефти, нефть II-неоком составляет 0,879 г/см³ тяжелая. По горизонту I-келловей плотность нефти уменьшается и изменяется в диапазоне 0,877-0,883 г/см³, в среднем значение - 0,880 г/см³, нефть - тяжелая. По горизонту II-келловей средняя величина плотности равняется 0,856 г/см³, нефть по плотности относится к средней.

Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти, (A+B+C₁) по объектам месторождения приводится в подразделе 3.2.6. Основным по запасам эксплуатационным объектом является II объект, на который приходится 75% геологических и 87% извлекаемых запасов месторождения. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 1.5.1.1.

Основываясь на нынешнем знании геологии и анализе текущего состояния разработки в настоящем проекте выделение эксплуатационных объектов осталось неизменным:

- **I объект** – неокомский горизонт;
- **II объект** – I-II келловейские горизонты.

Таблица 1.5.1.1 -Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры /Объекты/Горизонты	Ед. изм-я	Апт	I - неоком	II -неоком	I - келловей	II - келловей
1	2	3	4	5	6	7
Средняя глубина залегания, абс. отметка	м	-683,4	-725,7	-734,7	-895,2	-961,9
Тип залежи	-	пластовые тектонически экранированные, литологически ограниченные				
Тип коллектора	-	терригенный				
Площадь нефтеносности A+B+C1*	тыс.м ²	-	382	77	241	218
Площадь нефтеносности C2*	тыс.м ²	44	57	57	9	126
Средняя эфф. толщина коллектора	м	2,2	5,5	3,7	23,2	14,6
Средневзвешенная газонас. толщина.	м	2	3,0	2,3	5,3	-
Средневзвешенная нефтенас. толщина.	м	2,3	5,0	2,3	12,4	6,4
Пористость.	д.ед.	0,27	0,28	0,26	0,28	0,24
Средняя насыщенность нефтью	д.ед.	0,53	0,62	0,60	0,70	0,53
Проницаемость (по керну)	мД	43,6			436-825,3	
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,922	0,942	0,927	0,610	0,645
Коэффициент расчлененности	д.ед.	1,2	1,3	1,3	5,1	3,9
Начальная пластовая температура	оС	40,3**	40,3	40,5	41,4	48,9
Начальное пластовое давление	МПа	7,3**	7,3	7,87	8,76	10
Текущее пластовое давление	МПа	-	5,6		8,8	
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	50,8**	50,8	15,5	24,2	17,1
Плотность нефти в пластовых усл.	г/см ³	0,886**	0,886	0,861	0,850	0,840
Плотность нефти в поверхностных усл.	г/см ³	0,901**	0,901	0,879	0,878	0,857
Объемный коэффициент	д.ед.	1,029**	1,029	1,030	1,048	1,049
Содержание серы в нефти,	%	0,45**	0,45	0,27	0,24	0,18
Содержание парафина в нефти,	%	4,23**	4,23	6,37	3,21	3,22
Давление насыщения нефти газом	МПа	2,78**	2,78	2,59	2,44	2,24
Газосодержание нефти,	м ³ /т	10,53**	10,53	11,1	12,87	12,04
Геологические запасы нефти по категориям A+B+C1*	тыс.т	-	254,5	29,7	540,8	143,0
Геологические запасы нефти по категории C2 *		8,7	24,1	18,5	2,6	71,5
Коэффициент извлечения нефти по категориям A, B, C1	д.ед.	-	0,272	0,272	0,569	0,569
Коэффициент извлечения нефти по категории C2		0,204**	0,204	0,204	0,427	0,427
Извлекаемые запасы нефти по категориям A+B+C1*	тыс.т	-	69,2	8,2	307,7	81,4
Извлекаемые запасы нефти по категории C2*		1,7	5,0	3,8	1,1	30,5

*в пределах КТ ТОО «Светланд-Ойл»

**значения взяты по аналогии

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

На месторождении Октябрьское, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены три расчётных варианта, отличающиеся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин. Рассмотренные варианты разработки по двум выделенным объектам эксплуатации характеризуются следующим образом.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил...», «Методических рекомендаций...», результатов промышленной эксплуатации месторождения, а также геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, выявленных в результате эксплуатационного бурения. При выборе и обосновании расчетных вариантов разработки месторождения учитывались следующие особенности месторождения:

- ✓ геологическое строение;
- ✓ коллекторские свойства;
- ✓ физико-химическая характеристика пластовых флюидов;
- ✓ геолого-гидродинамическая характеристика и режим разработки эксплуатационных объектов;
- ✓ фактические данные ГДИС и текущее состояние месторождения.

В настоящее время месторождение находится в промышленной разработке согласно «Проект разработки -2020».

По I объекту разработки для расчета технологических показателей разработки рассматриваются 3 расчетных варианта:

Вариант 1 – для разработки выбран вариант с применением ГТМ включающие переводы между объектами, мероприятия по дострелу продуктивных интервалов и изоляция обводненных интервалов. Предусматривается перевод вывод одной скважины из ликвидации (2026 г.) и 7 добывающих скважин из основного объекта (2026-2029 гг.).

Вариант 2 – на основе варианта 1, но предусматривает бурение 1 добывающей скважины (2024 гг.).

Вариант 3 – аналогично с вариантом 1, но предусматривает бурение 2 добывающих скважин (2023-2024 гг.).

По II объекту разработки:

Вариант 1-2 - для разработки выбран вариант с применением ГТМ включающие переводы между объектами, мероприятия по дострелу продуктивных интервалов и изоляция обводненных интервалов. Предусматривает бурение 2 добывающих скважин (2024-2025 гг.), перевод 7 добывающих скважин на I объект (2026-2029 гг.) и вывод одной скважины из консервации (2028 г.).

Вариант 3 - предусматривает бурение 4 добывающих скважин (2024-2025 гг.), перевод 7 добывающих скважин на I объект (2026-2029 гг.), вывод одной скважины из консервации (2028 г.) и перевод под нагетание одной скважины (2032 г.).

Разбуривание месторождения в трех вариантах проектируется осуществить вертикальной скважиной, Проектная глубина вертикальной скважины составит 950 м, Входной дебит проектной скважины – 2-4,5 т/сут.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки по объектам показаны в таблицах 5.1-5.2. Таким образом, с учетом описанных выше технических решений было рассмотрено три варианта разработки, по которым определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические и экономические показатели.

1 вариант - в качестве первого варианта в настоящей работе выбран вариант, который предусматривает бурение двух скважин (113, 114) на II объект в период 2024-2025 гг. и применение ГТМ (мероприятия по дострелу продуктивных интервалов). Также предусматривает вывод одной скважины (104) из ликвидации на I объект в 2026 г., перевод на вышележащий объект 7 добывающих скважин в период 2026-2029 гг. (116, 102, 103, 107, 101, 105А, 113) и вывод одной скважины (10) из консервации на основной II объект в 2028 г.

2 вариант (рекомендуемый) - в качестве второго варианта выбран вариант разработки, который предусматривает бурение трех скважин в период 2024-2025 гг. из которых одна (115) на I объект, соответственно две (113, 114) на II объект и применение ГТМ (мероприятия по дострелу продуктивных интервалов). Также предусматривает вывод одной скважины (104) из ликвидации на I объект в 2026 г., перевод на вышележащий объект 7 добывающих скважин (116, 102, 103, 107, 101, 105А, 113) в период 2026-2029 гг. и вывод одной скважины (10) из консервации на основной II объект в 2028 г.

3 вариант – в качестве третьего варианта выбран вариант разработки с бурением 6 добывающих скважин (113, 114, 115, 117, 119, 120) (2023-2025 гг.), вывод одной скважины (104) из ликвидации на I объект в 2026 г., переводом на вышележащий объект 7 добывающих скважин (116, 102, 103, 107, 101, 105А, 113) в период 2026-2029 гг. и вывод

одной скважины (10) из консервации на основной II объект в 2028 г., переводом под нагнетание одной скважины (100) на II объект (2032 гг.).

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.6.

Таблица 1.5.3.1 – Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	12,8	2,7	9,1	338	72,4	34,9	70,8	70,8	1470	1470	81,9	50,8	458,9	31	0,19	4,0
2024	13,1	2,8	10,2	351	75,2	36,3	78,9	78,9	1549	1549	83,4	57,7	517	33	0,20	4,2
2025	13,3	2,8	11,5	364	78,1	37,6	87,5	87,5	1636	1636	84,8	65,1	582	36	0,20	4,4
2026	11,8	2,5	11,6	376	80,6	38,9	84,1	84,1	1720	1720	85,9	63,4	645	38	0,17	4,6
2027	10,2	2,2	11,3	386	82,8	39,9	77,5	77,5	1798	1798	86,9	59,0	704	39	0,14	4,7
2028	9,6	2,1	12,0	396	84,9	40,9	78,5	78,5	1876	1876	87,8	60,5	765	41	0,13	4,9
2029	8,5	1,8	12,0	404	86,7	41,8	75,9	75,9	1952	1952	88,8	59,2	824	42	0,11	5,0
2030	7,8	1,7	12,6	412	88,4	42,6	78,2	78,2	2030	2030	90,0	61,8	886	44	0,10	5,1
2031	7,2	1,5	13,2	419	89,9	43,3	80,6	80,6	2111	2111	91,1	64,4	950	45	0,09	5,2
2032	6,6	1,4	14,0	426	91,3	44,0	83,0	83,0	2194	2194	92,0	67,0	1017	46	0,09	5,2
2033	6,1	1,3	15,0	432	92,6	44,6	85,5	85,5	2279	2279	92,9	69,6	1087	48	0,08	5,3
2034	5,6	1,2	16,2	438	93,8	45,2	88,0	88,0	2367	2367	93,7	72,3	1159	49	0,07	5,4
2035	5,1	1,1	17,8	443	94,9	45,7	90,7	90,7	2458	2458	94,3	75,0	1234	50	0,07	5,5
2036	4,7	1,0	19,9	447	95,9	46,2	93,4	93,4	2551	2551	94,9	77,8	1312	51	0,06	5,5
2037	4,4	0,9	22,9	452	96,9	46,7	96,2	96,2	2648	2648	95,5	80,6	1392	53	0,06	5,6
2038	4,0	0,9	27,3	456	97,7	47,1	99,1	99,1	2747	2747	96,0	83,4	1476	54	0,05	5,6
2039	3,7	0,8	34,6	460	98,5	47,5	102,1	102,1	2849	2849	96,4	86,3	1562	55	0,05	5,7
2040	3,0	0,7	43,6	463	99,2	47,8	105,1	105,1	2954	2954	97,1	89,5	1651	56	0,04	5,7

Таблица 1.5.3.2 – Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Переводы скв.	Вывод из консервации/ликвидации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	все го	добы в.	нагнет.				все го	в т.ч. нагнет.	все го	действ.	всего	действ.	нефть, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	17	0	0	0	0	10	10	1	1	3,1	16,3	146,6
2024	1	1	0	18	0	0	0	0	11	11	1	1	2,9	16,4	166,4
2025	1	1	0	19	0	0	0	0	12	12	1	1	2,7	16,6	187,7
2026	0	0	0	19	2	1	0	0	13	13	1	1	2,5	16,9	182,7
2027	0	0	0	19	2	0	0	0	13	13	1	1	2,3	17,3	170,2
2028	0	0	0	19	2	1	0	0	14	14	1	1	2,2	17,8	174,4
2029	0	0	0	19	1	0	0	0	14	14	1	1	2,0	18,3	170,7
2030	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,8	18,9	178,1
2031	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,7	19,4	185,6
2032	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,6	20,0	193,2
2033	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,4	20,6	200,8
2034	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,3	21,2	208,6
2035	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,2	21,9	216,4
2036	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,1	22,5	224,3
2037	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,0	23,2	232,3
2038	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	0,9	23,9	240,5
2039	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	0,9	24,6	248,9
2040	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	0,7	25,3	258,2

Таблица 1.5.3.3 – Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	12,8	2,7	9,1	338	72,4	34,9	70,8	70,8	1470	1470	81,9	50,8	458,9	31	0,19	4,0
2024	13,8	2,9	10,7	352	75,4	36,3	82,5	82,5	1552	1552	83,3	60,3	519	33	0,20	4,2
2025	13,9	3,0	12,1	366	78,4	37,8	91,9	91,9	1644	1644	84,9	68,4	588	36	0,20	4,4
2026	12,5	2,7	12,4	378	81,0	39,1	89,4	89,4	1733	1733	86,1	67,5	655	38	0,17	4,6
2027	10,8	2,3	12,2	389	83,3	40,2	83,1	83,1	1817	1817	87,0	63,4	719	40	0,14	4,7
2028	10,2	2,2	13,1	399	85,5	41,2	84,8	84,8	1901	1901	88,0	65,4	784	41	0,13	4,9
2029	9,0	1,9	13,4	408	87,5	42,2	82,5	82,5	1984	1984	89,1	64,5	848	43	0,11	5,0
2030	8,3	1,8	14,2	416	89,3	43,0	85,0	85,0	2069	2069	90,2	67,3	916	44	0,10	5,1
2031	7,6	1,6	15,3	424	90,9	43,8	87,6	87,6	2156	2156	91,3	70,1	986	46	0,10	5,2
2032	7,0	1,5	16,6	431	92,4	44,5	90,2	90,2	2247	2247	92,2	72,9	1059	47	0,09	5,3
2033	6,5	1,4	18,3	438	93,8	45,2	92,9	92,9	2340	2340	93,0	75,8	1135	48	0,08	5,4
2034	6,0	1,3	20,5	443	95,1	45,8	95,7	95,7	2435	2435	93,8	78,7	1213	50	0,08	5,4
2035	5,5	1,2	23,8	449	96,2	46,4	98,6	98,6	2534	2534	94,4	81,6	1295	51	0,07	5,5
2036	5,0	1,1	28,7	454	97,3	46,9	101,5	101,5	2635	2635	95,0	84,6	1380	52	0,06	5,6
2037	4,6	1,0	37,0	459	98,3	47,4	104,6	104,6	2740	2740	95,6	87,7	1467	54	0,06	5,6
2038	4,3	0,9	54,1	463	99,2	47,8	107,7	107,7	2848	2848	96,0	90,7	1558	55	0,05	5,7
2039	3,9	0,8	100	467	100	48,2	110,9	110,9	2958	2958	96,5	93,9	1652	56	0,05	5,7

Таблица 1.5.3.4 – Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Переводы скв.	Вывод из консервации/ликвидации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	все го	добы в.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефть, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	17	0	0	0	0	10	10	1	1	3,1	16,3	146,6
2024	2	2	0	19	0	0	0	0	12	12	1	1	2,9	16,5	173,9
2025	1	1	0	20	0	0	0	0	13	13	1	1	2,7	16,8	197,3
2026	0	0	0	20	2	1	0	0	14	14	1	1	2,5	17,3	194,7
2027	0	0	0	20	2	0	0	0	14	14	1	1	2,3	17,8	182,9
2028	0	0	0	20	2	1	0	0	15	15	1	1	2,2	18,3	188,7
2029	0	0	0	20	1	0	0	0	15	15	1	1	2,0	18,9	186,0
2030	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,8	19,4	194,0
2031	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,7	20,0	202,2
2032	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,6	20,6	210,4
2033	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,4	21,2	218,6
2034	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,3	21,9	227,0
2035	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,2	22,5	235,5
2036	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,1	23,2	244,1
2037	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,0	23,9	252,8
2038	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	0,9	24,6	261,7
2039	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	0,9	25,3	270,7

Таблица 1.5.3.5 – Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	13,6	2,9	9,6	339	72,6	35,0	74,2	74,2	1470	1470	81,6	53,2	461,2	31	0,20	4,0
2024	16,1	3,4	12,6	355	76,1	36,7	94,5	94,5	1565	1565	83,0	68,8	530	34	0,23	4,3
2025	17,5	3,7	15,6	372	79,8	38,5	113,0	113,0	1678	1678	84,6	83,8	614	37	0,26	4,5
2026	15,8	3,4	16,8	388	83,2	40,1	112,1	112,1	1790	1790	85,9	84,5	698	39	0,22	4,7
2027	13,8	3,0	17,6	402	86,1	41,5	108,0	108,0	1898	1898	87,2	82,6	781	41	0,19	4,9
2028	13,0	2,8	20,0	415	88,9	42,9	112,4	112,4	2010	2010	88,5	87,2	868	43	0,17	5,1
2029	11,6	2,5	22,5	426	91,4	44,1	112,8	112,8	2123	2123	89,7	88,7	957	45	0,15	5,2
2030	10,7	2,3	26,7	437	93,7	45,2	118,4	118,4	2242	2242	91,0	94,5	1051	47	0,14	5,4
2031	9,9	2,1	33,6	447	95,8	46,2	124,3	124,3	2366	2366	92,1	100,4	1152	49	0,13	5,5
2032	8,4	1,8	43,1	455	97,6	47,0	119,6	119,6	2485	2485	93,0	97,5	1249	50	0,11	5,6
2033	7,7	1,7	69,6	463	99,3	47,8	125,5	125,5	2611	2611	93,8	103,3	1353	52	0,10	5,7
2034	7,1	1,5		470	100,8	48,6	131,8	131,8	2743	2743	94,6	109,4	1462	53	0,09	5,8
2035	6,5	1,4		477	102,2	49,3	138,4	138,4	2881	2881	95,3	115,7	1578	55	0,08	5,9

Таблица 1.5.3.6 – Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Переводы скв.	Вывод из консервации	Перевод скв. под нагнетание	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	все го	добы в.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидкой, т/сут	
2023	1	1	0	18	0	0	0	0	0	11	11	1	1	3,2	16,3	153,3
2024	3	3	0	21	0	0	0	0	0	14	14	1	1	3,0	16,7	198,4
2025	2	2	0	23	0	0	0	0	0	16	16	1	1	2,8	17,1	241,8
2026	0	0	0	23	2	1	0	0	0	17	17	1	1	2,6	17,8	243,6
2027	0	0	0	23	2	0	0	0	0	17	17	1	1	2,4	18,6	238,3
2028	0	0	0	23	2	1	0	0	0	18	18	1	1	2,3	19,5	251,5
2029	0	0	0	23	1	0	0	0	0	18	18	1	1	2,1	20,5	255,8
2030	0	0	0	23	0	0	0	0	0	18	18	1	1	1,9	21,5	272,4
2031	0	0	0	23	0	0	0	0	0	18	18	1	1	1,8	22,6	289,5
2032	0	0	0	23	0	0	1	0	0	17	17	2	2	1,6	23,7	140,6
2033	0	0	0	23	0	0	0	0	0	17	17	2	2	1,5	24,9	149,0
2034	0	0	0	23	0	0	0	0	0	17	17	2	2	1,4	26,2	157,7
2035	0	0	0	23	0	0	0	0	0	17	17	2	2	1,3	27,5	166,8

1.5.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрпромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Скважинная продукция по индивидуальным выкидным линиям диаметром Ø 100 мм от добывающих скважин поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), где осуществляется замер дебита скважинной продукции по каждой скважине. С АГЗУ продукция скважин по трубопроводу диаметром Ø 150 мм поступает на нефтегазовый сепаратор (НГС), где скважинная продукция проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью сепарации в скважинную продукцию насосом НД-2,5 подается реагент-деэмульгатор. В качестве деэмульгатора применяются DOS-1 «Д», расход составляет номинально 10 кг в весенне-летний и 15 кг в осенне-зимний период. Скважинная продукция после первой ступени сепарации поступает в сырьевые резервуары-отстойники ($V=80\text{ м}^3$, 2шт.), где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды, а оттуда в горизонтальные накопительные резервуары ($V = 60 \text{ м}^3$, 4 шт.). Вода с сырьевых резервуаров-отстойников и горизонтальных резервуаров дренируется в две емкости ($V = 60 \text{ м}^3$) для технической воды, и одним из двух насосов НБ-125 (один рабочий, второй резервный) подается в нагнетательную скважину 106 через водораспределительные батареи (ВРБ) при давлении нагнетания 6 МПа. Газ после сепарации на НГС-1,2-1200 подается на газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ-10). От ГРПШ газ отводится для использования на производственные и коммунально-бытовые нужды (водогрейный котел и др.). На линии, перед каждым котлом установлен счетчик газа для учета объема потребления.

Для случаев производства ремонтов котлов (текущих ППР, при выходе из строя и пр.) в системе сбора и подготовки предусмотрена факельная установка.

Существующие на предприятии мощности котельных установок по потреблению газа, превосходят добываемый объем газа, в связи с чем, при проведении технического обслуживания и профилактических ремонтных работ на одной из котельных, попутный газ перераспределяется между двумя находящимися в работе без необходимости сжигания газа на аварийном факеле.

Предварительно подготовленная таким образом нефть месторождения Октябрьское по мере заполнения четырех горизонтальных резервуаров ($V = 60 \text{ м}^3$, 4 шт.) от наливной площадки транспортируется автоцистернами на ПСН «Забурунье», расположенный на

расстоянии 27 км для дальнейшей перекачки по трубопроводу Ø108 мм, L-0,7 км в систему ЦППН «Забурунье» АО «Эмбаунайгаз» с целью подготовки до товарной кондиции и транспортировки покупателям. Подготовка нефти до товарной кондиции осуществляется с использованием мощностей и инфраструктуры ЦППН «Забурунье» АО «Эмбаунайгаз» на возмездной договорной основе.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин на месторождении Октябрьское для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в единую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией.
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Для реализации рассматриваемого варианта разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

В объем капитальных вложений включается также затраты на энергоснабжения.

1. Оценка капитальных вложений основывается на технологических показателях разработки – максимальная добыча нефти, газа, объем закачиваемого агента (воды) в систему ППД.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбор и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения «Проекта обустройства».

1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

По вопросу утилизации газа, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК, недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду, обязаны разрабатывать, по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме, программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

ТОО «Светланд-Ойл» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа по утилизации попутного газа месторождения Октябрьское» (Протокол №2/4 РГ МНГ от 25.04.2006 г.).
- «Программа развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Октябрьское» (Письмо №17-05/927-КГН от 28.04.2011 г.).
- «Программа развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Октябрьское на период 2020-2022 гг.» (Протокол №11 РГ МЭ РК от 28.12.2020 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Октябрьское на период 2023-2025гг.» (Протокол №2 РГ МЭРК от 13.01.2023г.).

В настоящее время на месторождении Октябрьское сырой газ полностью используется на собственные нужды в водогрейных котлах марки “BURAN” и «NAVIEN-735 GTD» для использования при подготовке нефти, для обогрева зданий и горячего водоснабжения, сжигание сырого газа отсутствует.

Согласно Планам развития переработки сырого газа, принято решение продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные технологические нужды.

В таблице 1.5.5.1 представлен баланс добычи и распределения сырого газа на период 2019-01.05.2023 гг.

Таблица 1.5.5.1 - Баланс добычи и распределения сырого газа на период 2019- 01.05.2023 гг.

№ п/п	Показатели	Годы									
		2019		2020		2021		2022		2023	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт

											на 01.05.
1	Добыча сырого газа, млн.м ³	0,161	0,163	0,141	0,095	0,141	0,090	0,180	0,0834	0,180	0,0276
2	Объем газа, потреб на собственные тех. нужды, млн.м ³	0,161	0,163	0,141	0,095	0,141	0,090	0,180	0,0834	0,180	0,0276

После утверждения технологических показателей разработки месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» будет разработана новая «Программа развития переработки сырого газа...» с учетом новых данных.

1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

Данный раздел составлен на основании отчёта «Пересчёт запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Октябрьское», выполненного по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

Исследование состава и свойств пластовых флюидов месторождения Октябрьское началось на стадии геологоразведочных работ. За период после даты выполнения отчёта дополнительных исследований проб скваженной продукции не проводилось. В данном разделе рассматривается устьевая проба попутного газа и проба товарной нефти, изученные в 2023 г.

Всего по состоянию изученности на 01.05.2023 г. исследованы 22 пробы пластовой нефти из 11 скважин, 33 пробы в поверхностных условиях из 15 скважин, 16 проб растворённого газа из 8 скважин, 3 пробы свободного газа из 2-х скважин и 9 проб воды.

Свойства пластовой нефти

После выполнения отчёта дополнительно исследована проба пластовой нефти из скважины 112 (блок I, интервал перфорации – 857,1-860,0 м) I келловейского горизонта.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях продуктивных горизонтов месторождения Октябрьское изучены по результатам лабораторных исследований 20 глубинных и 2-х рекомбинированных проб. Из них горизонты I-неоком и II-неоком представлены по одной пробе, горизонт I-K – 12 пробами из 4 скважин, горизонт II-K – 8 пробами из 4 скважин.

Исследования пластовой нефти выполнялись в лабораториях «ГУТНРЭ», ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау), в ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», ТОО «Стратум КЭР».

В лаборатории исследования пластовых флюидов ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», также как в лаборатории ТОО «Стратум КЭР», термодинамические исследования

пластовой нефти проводились на установке «FLUID-EVAL» (производитель оборудования - компания Vinci Technologies, Франция), в соответствии с существующим СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов».

Термодинамические исследования пластовой нефти в лаборатории Департамента аналитических исследований ТОО «КазНИГРИ» проводились на оборудовании фирмы «Ruska Instrument Corporation» (Хьюстон, Техас) согласно СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава».

Данное оборудование предназначено для изучения термодинамических свойств и фазового поведения пластовых флюидов нефтяных и газоконденсатных месторождений (нефти различной плотности, в т.ч. летучие нефти, газоконденсаты).

При первоначальном исследовании проб в лаборатории, по некоторым образцам параллельные пробы оказались непредставительными (заполнены пластовой водой и газом, либо контактное давление оказалось низкое), поэтому дальнейшие исследования проведены по одному образцу.

По глубинным и рекомбинированным пробам выполнены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

Результаты всех исследований по данным стандартной сепарации представлены в таблице 1.5.6.1.

I неокомский горизонт

Свойства пластовой нефти горизонта I-неоком описаны результатами исследований одной глубинной пробы из скважины 110. При заданных термобарических условиях по горизонту, замеренных на момент отбора проб, пластовая смесь находилась в однофазном жидком состоянии, соответственно образец относится к «представительным», и отражает фактические условия пласта. Согласно данным, замеренным на момент отбора пробы, пластовое давление и пластовая температура горизонта составили 7,30 МПа и 40,3 °С.

Давление насыщения по пробе определено на уровне 2,78 МПа, соответственно, при термобарических условиях пласта, пластовую нефть неокомского горизонта можно классифицировать как «недонасыщенную».

По результатам стандартной сепарации газосодержание пластовой нефти составляет 10,53 м3/т. Плотность и динамическая вязкость пластовой нефти равняются 0,886 г/см3 и 50,80 мПа*с соответственно. Объемный коэффициент равен 1,029 д. ед., пересчетный коэффициент – 0,972 д.ед.

II неокомский горизонт

Свойства пластовой нефти горизонта II-неоком оценены по результатам исследований рекомбинированной пробы из скважины 102. По полученным результатам видно, что параметры флюида схожи с параметрами нефти горизонта I-неоком.

Согласно данным, пластовое давление и пластовая температура горизонта составили 7,87 МПа и 40,8 °С.

Таблица 1.5.6.1 - Месторождение Октябрьское. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

№№ п/п	№ скважин	Горизонт	Блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора	№ пробы	Глубина отбора, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, оС	Давление насыщения, МПа	Плотность пластовой нефти, г/см3	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент сжимаемости, *10-31/см3	Коэффициент растворимости, м3/м3/МПа	Газосодержание		Объёмный коэффициент, д.ед.	Плотность сепарированной нефти, г/см3	Усадка, %	Относительная плотность газа	Исполнитель		
															м3/м3	м3/т							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
I объект разработки																							
I неокомский горизонт																							
1	110	I-неоком	III	711,0-718,0	08.08.2014	1	614	7,3	40,3	2,78	0,886	50,80	1,57	3,44	9,57	10,53	1,029	0,905	2,78	0,592	КМГ		
II неокомский горизонт																							
2	102	II-неоком	II	710,0-712,0	2018	1	рекомб.	7,87	40,5	2,59	0,861	15,45	1,80	3,80	9,75	11,10	1,030	0,878	2,80	0,607	КазНИГРИ		
Среднее по I объекту										2,69	0,873	33,13	1,69	3,62	9,66	10,82	1,030	0,892	2,79	0,600			
II объект разработки																							
I келловейский горизонт																							
3	10*	I-K	I	855,0-862,0	11.12.1972	1	-	9,1	48,0	5	0,872	15,96	-	3,07	18,65	21,15	1,030	0,881	2,91	-	ТОО ЦТИ КМГ		
4	10*			855,0-862,0	2003	1	рекомб.	9,8	37,0	2,10	0,803	11,57	1,91	4,24	8,90	10,94	1,030	0,813	2,90	0,590	ТОО Каспиймунайгаз	НИИ	
5	101			835,0-861,0	13.08.2006	1	800	9,0	41,9	2,70	0,855	24,81	2,77	3,75	10,12	11,54	1,038	0,877	3,66	0,594			
6				835,0-861,0		2	800			2,80	0,853	24,28	2,79	3,86	10,80	12,31	1,041	0,877	3,94	0,598			
7	107			849,0-855,0	17.05.2007	1	700	8,9	43,3	2,31	0,854	22,84	2,03	4,46	10,30	11,73	1,041	0,878	3,94	0,624			
8	108			838,0-852,0	22.08.2009	1	800	9,0	43,1	2,40	0,854	23,56	2,04	3,86	10,80	12,30	1,042	0,878	4,03	0,617			
9	108			838,0-852,0	16.11.2011	1	690	9,1	43,1	2,35	0,841	24,9	1,00	5,28	12,40	14,07	1,064	0,881	6,00	0,591			
10				838,0-852,0		2	690			2,40	0,840	24,87	1,18	5,37	12,90	14,64	1,066	0,881	6,22	0,585			
11	108			838,0-852,0	16.06.2013	1	520	8,7	42,4	2,36	0,858	23,92	1,47	4,87	11,50	13,08	1,041	0,879	3,98	0,621	ТОО Каспиймунайгаз	НИИ	
12				838,0-852,0		2	520			2,23	0,848	23,99	1,49	5,25	11,70	13,31	1,052	0,879	4,98	0,598			
13	108			838,0-852,0	16.10.2014	1	300	6,26	32,2	2,22	0,861	26,56	2,15	4,68	10,40	11,79	1,039	0,882	3,76	0,654	ТОО Каспиймунайгаз	НИИ	
14	112*			857,1-860,0	29.06.2022	1.02	830	8,97	42	6,26	0,796	15,64	5,59	2,47	15,44	17,54	1,038	0,880	3,65	0,641	ТОО Стратум КЭР		
Среднее по горизонту I-K										2,42	0,852	24,41	1,88	4,60	11,21	12,75	1,047	0,879	4,50	0,609			
II келловейский горизонт																							
15	6*	II-K	IV-2	976,0-992,0	27.10.1970	1	-	9,1	50,0	6,7	0,833	11,87	-	4,30	28,80	32,77	1,078	0,878	7,23	0,618	Лаборатор. ГУТНРЭ		
16	8		IV-3	993,0-1000,0	31.05.1973	1	-	10,4	49,0	2,30	0,849	16,21	-	4,20	9,67	11,02	1,042	0,877	4,03	-			
17				993,0-1000,0		1	-			2,10	0,849	16,21	-	4,56	9,57	10,91	1,041	0,877	3,93	-			
18				993,0-1000,0		1	-			2,30	0,849	18,94	-	4,20	9,67	11,02	1,042	0,877	4,03	-			
19	14*		IV-3	1012,0-1017,0	29.12.1972	1	-	10,5	51,0	4,00	0,870	18,94	-	4,08	16,32	18,53	1,028	0,881	2,72	-	ТОО Каспиймунайгаз	НИИ	
20	105a		II	917,0-925,0	24.09.2012	1	890	10,2	47,7	2,25	0,814	17,14	1,91	5,76	12,96	15,21	1,072	0,852	6,74	0,600			
21	105a			917,0-925,0	19.06.2013	1	250	9,8	47,0	2,20	0,834	9,39	1,50	4,86	10,69	12,45	1,039	0,858	3,51	0,606			
22				917,0-925,0		2	250			2,30	0,834	9,39	1,40	4,78	11,00	12,80	1,040	0,859	3,88	0,610			
Среднее по горизонту II-K										2,24	0,838	14,55	1,60	4,73	10,59	12,24	1,046	0,867	4,35	0,605			
Среднее по II объекту										2,35	0,846	20,47	1,81	4,65	10,97	12,55	1,047	0,874	4,44	0,608			
Примечание: * - отбракованная проба																							

Давление насыщения по пробе определено на уровне 2,59 МПа, соответственно, пластовую нефть II неокомского горизонта, как и I можно классифицировать как «недонасыщенную». Газосодержание пластовой нефти составляет 11,10 м³/т. Плотность и динамическая вязкость пластовой нефти – 0,861 г/см³ и 15,45 мПа*с соответственно. Объемный коэффициент равен 1,030 д. ед., пересчетный коэффициент – 0,971 д.ед.

I келловейский горизонт

Результаты нового исследования пластовой нефти из скважины 112 отбраковываются из-за несоответствия параметров между собой, а также из-за завышенных значений газосодержания и давления насыщения (для сравнения – газовый фактор по скважине 112 за июнь месяц составил 5,6 м³/т). Изначально из скважины были отобраны 2 глубинные пробы. При проведении валидации давление насыщения в разных контейнерах сильно отличалось между собой (1,97 и 6,26 МПа), что уже говорит о некачественном отборе. Для проведения PVT исследований была выбрана 2 проба. Полученные данные не учитывались при усреднении значений.

В результате анализа ранее были отбракованы значения полученных параметров по скважине 10 за 1972 и 2003 гг. из-за несоответствия параметров между собой.

Кроме того, во всех ранних отчётах с позиции отбора были отбракованы и исключены из дальнейшего рассмотрения пробы из скважины 108 за 2013, 2014 гг., которые отобраны намного выше интервала перфорации.

Запас пластовой энергии свидетельствует о том, что пластовая нефть остаётся в однофазном состоянии по всему стволу скважины и место отбора, в данном случае, не могло повлиять на состояние флюида. Полученные параметры логичны и закономерны и могут быть использованы для описания свойств пластовой нефти соответствующих горизонтов на момент отбора.

Свойства пластовой нефти I келловейского горизонта оценены по результатам исследований 9 проб из скважин 101, 107 и 108, расположенных в блоке I.

Величина давления насыщения в среднем по горизонту составляет 2,42 МПа. Газосодержание пластовой нефти по результатам стандартной сепарации изменяется в диапазоне 11,54-14,64 м³/т, в среднем составляя 12,75 м³/т. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти в среднем составляют 24,41 мПа*с и 0,852 г/см³ соответственно. Объемный коэффициент равен 1,047 д.ед.

II келловейский горизонт

Свойства пластовой нефти II келловейского горизонта оценены по результатам исследований 6 проб, отобранных из скважин 8 и 105а. Значения полученных параметров

по скважинам 6, 14 отбракованы из-за завышенных значений газосодержания и из-за несоответствия параметров между собой.

Во всех ранних отчётах с позиции отбора были отбракованы и исключены из дальнейшего рассмотрения пробы из скважины 105а за 2013 г., которые отобраны намного выше интервала перфорации. В данном отчёте данные пробы из скважины 105а учитываются при усреднении значений.

Газосодержание пластовой нефти по результатам стандартной сепарации в среднем по горизонту составляет 12,24 мЗ/т, давление насыщения – 2,24 МПа. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти в среднем составляют 14,55 мПа*с и 0,838 г/см³. Объемный коэффициент равен 1,046 д.ед.

В таблице 1.5.6.2 приведены количество исследований, средние значения параметров пластовой нефти и диапазоны их изменений по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

Таблица 1.5.6.2– Месторождение Октябрьское. Средние значения параметров пластовой нефти

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
I неокомский горизонт				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	2,78
Газосодержание, мЗ/т	1	1	-	10,53
Объемный коэффициент, д.ед.	1	1	-	1,029
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,886
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	50,8
II неокомский горизонт				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	2,59
Газосодержание, мЗ/т	1	1	-	11,10
Объемный коэффициент, д.ед.	1	1	-	1,03
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,861
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	15,45
I келловейский горизонт				
Давление насыщения, МПа	3	9	2,22-2,80	2,42
Газосодержание, мЗ/т	3	9	11,54-14,64	12,75
Объемный коэффициент, д.ед.	3	9	1,038-1,066	1,047
Плотность пластовой нефти, г/см ³	3	9	0,840-0,861	0,852
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	9	22,84-26,56	24,41
II келловейский горизонт				
Давление насыщения, МПа	2	6	2,10-2,30	2,24
Газосодержание, мЗ/т	2	6	10,91-15,21	12,24
Объемный коэффициент, д.ед.	2	6	1,039-1,072	1,047
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	6	0,814-0,849	0,838
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	6	9,39-18,94	14,55

Свойства дегазированной нефти

За период после выполнения отчёта дополнительно отобраны и изучены 5 проб дегазированной нефти из скважин 112 (блок I, интервал перфорации – 857,1-860,0 м) I-К горизонта, 105а (блок II, интервалы перфорации – 910,0-912,0; 913,5-914,5; 918,0-921,0 м) и 116 (блок II, интервалы перфорации – 937,0-939,0; 939,5-941,0 м) II-К горизонта. Добавлена неучтённая ранее проба из скважины 102 (блок II, интервал перфорации – 710,0-712,5м) горизонта II-неоком.

Всего по состоянию изученности на 02.01.2023 г. физико-химические свойства дегазированной нефти представлены результатами исследований 33 проб. Все результаты исследований представлены в таблице 1.5.6.3.

Значения, полученные по пробе нефти из скважины 10 от 05.12.1972 г. горизонта I-К и из скважины 6 от 27.10.1970 г. горизонта II-К отбракованы из-за завышенных значений параметров в отличие от остальных значений. Также отбраковано завышенное значение кинематической вязкости при 30 оС по пробе из скважины 14 горизонта II-К.

Данные по пробе из скважины 110 от 11.07.2018 г. не учитывались в ранних отчётах из-за неполного комплекса исследований данной пробы. В данной работе полученные параметры по этой пробе учитываются.

Усреднение значений параметров производилось отдельно по блокам и продуктивным горизонтам.

I неокомский горизонт

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта I-неоком оценены по результатам исследований 3-х проб, отобранных из скважин 110, 116 блока III.

По плотности нефть относится к типу битуминозной, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,901 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 290,26 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 4,23 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,55 % масс., силикагелевых смол – 9,90 % масс (смолистая), содержание общей серы в нефти – 0,45 % масс. (малосернистая).

Температура плавления парафина – 50 °С, температура застывания нефти – минус 8 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 202 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 6 %, до температуры 300 °С – 19 %.

II неокомский горизонт

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта II- неоком охарактеризованы результатами исследований 2-х проб, отобранных из скважины 102.



По плотности нефть относится к типу тяжёлой, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,879 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 80,66 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 5,30 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,61 % масс., силикагелевых смол – 5,75 % масс. (малосмолистая), содержание общей серы в нефти – 0,27 % масс. (малосернистая).

Температура плавления парафина – 46 °С, температура застывания нефти – минус 8 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 168 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 12 %, до температуры 300 °С – 26 %.

I келловейский горизонт

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта I-K оценены по результатам исследований 17 проб, отобранных из скважин 100, 101, 107, 108, 109, 111, 112. По плотности нефть относится к типу тяжёлая, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,878 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 105,99 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 3,21 % масс. (парафинистая), асфальтенов – 0,49 % масс., силикагелевых смол – 6,37 % масс. (малосмолистая), содержание общей серы в нефти – 0,24 % масс. (малосернистая).

Температура плавления парафина – 53 °С, температура застывания нефти – минус 22 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 211 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 6 %, до температуры 300 °С – 20 %.

Таблица 1.5.6.3 - Месторождение Октябрьское. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

№№ п/п	№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Плотность, г/см3	Содержание, % масс.								Температура, оС			Кинематическая вязкость, мм2/с					Кислотное число, мг КОН/г	Хлористые соли, мг/л	Фракционный состав					
							смола сернокислотных	смола силикателевых	асфальтенов	серы	воды	механических примесей	кокса	парафина	плавления парафинов	вспышкив о/т	застывания	10 оС	20 оС	30 оС	40 оС	50 оС			Н.К., оС	150 оС	200 оС	250 оС	300 оС	
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	
I объект разработки																														
I неокомский горизонт																														
1	110	711,0-718,0	I-неоком	III	08.08.2014	0,901	-	13,90	1,10	0,40	5,20	0,00	1,30	1,26	53	80	-27	525,00	268,20	130,00	74,70	47,20	0,1	1384,6	200	-	-	5	18	
2	110	711,0-718,0			11.07.2018	0,897	-	-	-	-	0,20	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69,7	-	-	-	-	-
3	116	708,5-716,0			20.12.2018	0,905	-	5,90	отс.	0,50	8,00	0,00	0,90	7,19	47	100	11	669,38	312,32	179,94	104,2	62,72	0,9	102,7	203	-	-	6	20	
Среднее значение по I-неоком						0,901		9,90	0,55	0,45	4,47	0,00	1,10	4,23	50	90	-8	597,19	290,26	154,97	89,45	54,96	0,5	519	202			6	19	
II неокомский горизонт																														
4	102	710,0-712,5	II-неоком	II	11.07.2018	0,879	-	5,37	отс.	0,27	0,04	отс.	1,40	7,40	46	87	-3	-	79,80	44,20	29,50	20,60	0,43	642,5	160	-	4	10	28	
5	102	710,0-712,5			2018	0,878	-	6,13	1,22	0,26	отс.	отс.	-	5,34	-	67	-12	-	81,51	46,94	30,00	20,63	2,32	217,7	175	-	3	14	24	
Среднее значение по II-неоком						0,879	-	5,75	0,61	0,27	0,02	0,00	1,40	6,37	46	77	-8	-	80,66	45,57	29,75	20,62	1,38	430,1	168	-	4	12	26	
Среднее значение по I объекту						0,892		7,83	0,58	0,36	2,69	0,00	1,20	5,30	49	84	-8	597,19	185,46	100,27	59,60	37,79	0,94	483,44	185		4	9	23	
II объект разработки																														
I келловейский горизонт																														
6	10*	855,0-862,0	I-K	I	05.12.1972	0,933	0,5	-	-	0,04	-	-	1,70	-	-	-	-	-	-	57,40	-	-	-	-	102	-	20	30	40	
7	100	847,0-849,0; 854,0-858,0			12.01.2007	0,878	-	6,28	-	0,28	39,0	0,01	2,70	4,90	55	88	н -20	214,40	114,60	65,50	42,30	29,60	0,2	56435	225	-	-	3	18	
8	100	847,5-857,0			16.11.2011	0,881	-	6,74	-	0,27	60,0	0,02	2,00	1,35	53	76	-27	215,00	111,10	62,40	39,10	26,00	0,2	66701	220	-	-	5	19	
9	100	847,5-849,5			11.07.2018	0,882	-	-	-	-	0,91	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	-	-	-	-	
10	101	835,0-861,0			13.08.2006	0,877	-	6,24	-	0,23	0,40	0,01	2,70	4,80	55	86	н -20	211,30	109,50	61,50	37,10	24,40	0,3	139,8	215	-	-	6	23	
11	101	837,0-839,0			11.07.2018	0,881	-	6,78	отс.	0,23	0,55	отс.	1,30	7,54	44	120	-11	-	93,30	84,90	35,70	24,30	0,4	54	194	-	2	12	22	
12	107	849,0-855,0			17.05.2007	0,878	-	9,32	-	0,21	57,0	0,04	2,80	4,90	56	89	н -20	208,60	106,40	60,40	35,10	23,50	0,3	62920	230	-	-	2	17	
13	108	838,0-852,0			22.08.2009	0,878	-	6,76	отс.	0,24	1,30	0,04	2,20	1,33	53	58	-20	258,50	113,10	58,30	37,00	24,40	0,3	3110	235	-	-	2	18	
14					16.11.2011	0,883	-	7,36	-	0,26	31,0	0,03	2,10	1,37	53	71	-27	240,80	126,40	37,40	41,00	27,10	0,3	27063	215	-	-	6	22	
15					16.06.2013	0,880	-	6,84	-	0,25	53,0	0,02	1,00	1,34	54	62	-27	213,40	114,40	60,90	37,10	24,90	0,3	67130		-	-			
16					16.10.2014	0,882	-	6,91	-	0,26	-	0,02	1,30	1,30	54	78	-27	210,10	107,20	62,00	38,90	25,90	0,1	189791	205	-	-	6	19	
17	108	838,0-843,0			11.07.2018	0,881	-	-	-	-	0,20	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,8		-	-			
18	109	837,0-841,0			10.06.2016	0,880	-	7,23	-	0,25	0,10	0,04	1,20	1,22	54	77	-33	205,40	109,70	63,00	39,40	25,90	0,4	216,6	205	-	-	6	19	
19					11.07.2018	0,882	-	-	-	-	0,70	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104,5	-	-	-	-	-
20	112	857,1-860,0			29.06.2022	0,880	-	5,30	1,50	0,26	0,60	0,1	1,40	2,08	-	116	-22	282,01	128,2	66,32	39,57	27,69	0,29	44,3	185	-	1	-	20	
21	112	857,1-860,0			29.06.2022	0,880	-	5,38	1,44	0,25	0,05	0,03	1,37	2,1	-	115	-23	282,10	128,2	66,323	39,56	27,67	0,29	13,5	183	-	1	-	20	
22	112	857,1-860,0			11.08.2022	0,882	-	5,71	0,00	0,27	2,20	0,02	1,00	3,22	52	110	-29	-	98,18	56,02	36,19	23,65	0,25	77,21	219	-	-	7	18	
Среднее значение по I-K, блок I						0,880		6,68	0,59	0,25	16,5	0,02	1,65	2,68	53	88	-24	231,06	112,33	61,92	38,31	25,77	0,28	29661,5	211		1	6	20	
23	111	914,0-916,0; 919,5-921,5; 924,5-925,5	I-K	IV-2	27.03.2019	0,845	-	2,26	отс.	0,11	48,0	0,00	0,50	10,67	47	77	5	-	23,52	-	-	7,23	0,1	794,8	-	-	-	-	-	
Среднее значение по I-K						0,878		6,37	0,49	0,24	18,4	0,02	1,57	3,21	53	87	-22	231,06	105,99	61,92	38,31	24,45	0,3	27963,5	211		1	6	20	

Продолжение табл. 1.10																													
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
II келловейский горизонт																													
24	102	906,0-913,0	II-K	II	14.03.1993	0,864	-	7,49	0,10	0,31	-	-	3,20	3,47	-	55	-	-	33,60	19,70	11,50	8,70	-	-	90	4	9	18	35
25	105a	918,0-925,0			24.09.2012	0,859	-	8,42	отс.	0,19	1,40	0,09	1,10	0,95	54	30	-6	111,00	40,80	21,20	13,80	9,99	0,15	1287,7	110	4	9	17	35
26					19.06.2013	0,860	-	8,46	отс.	0,25	76,0	0,01	1,10	0,97	55	34	-7	112,00	41,30	21,00	14,20	10,20	0,33	47267	115	3	8	17	35
27	105a	909,6-914,5			08.10.2016	0,859	-	8,37	-	0,20	2,80	0,01	1,00	0,99	54	33	-28	123,00	35,40	18,50	13,10	9,66	0,05	6646,8	120	3	8	15	32
28					11.07.2018	0,859	-	-	-	-	0,60	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	469,71	-	-	-	-
29	105a	910,0-912,0; 913,5-914,5; 918,0-921,0					16.05.2022	0,869	-	5,26	отс.	0,11	20,2	0,04	0,07	5,19	57	82	-12	-	49,06	30,99	20,9	14,97	0,2	128,2	210	-	-
30	116	937,0-939,0; 939,5-941,0			17.03.2021	0,851	-	2,82	отс.	0,12	86,0	0,002	0,75	10,96	46	98	5	-	39,71	18,09	12,77	9,54	0,26	701,28	207	-	-	10	27
Среднее значение по II-K, блок II						0,860		6,80	0,02	0,20	31,2	0,03	1,20	3,76	53	55	-10	115,33	39,98	21,58	14,38	10,51	0,20	9417	142	4	8	15	31
31	15	968,0-972,0	II-K	III	25.05.1973	0,847	7	-	-	0,17	-	-	-	н/о	-	-	н/о	64,20	24,10	13,40	10,30	7,74	-	-	147	1	7	20	41
32	6*	976,0-992,0		IV-2	27.10.1970	0,876	9	-	-	0,34	-	-	2,30	11,0	-	67	3	-	119,20	49,30	30,40	20,70	-	-	130	2	7	15	33
33	14	1012,0-1017,0		IV-3	30.04.1973	0,845	отс	-	-	0,08	-	-	1,90	-	-	-	-	40,00	-	152*	11,40	-	-	-	105	10	20	-	30
Среднее значение по II-K						0,857	3,5	6,80	0,02	0,18	31,2	0,03	1,30	3,22	53	55	-10	90,04	37,71	20,41	13,50	10,11	0,20	9416,78	138	4	10	15	32
Среднее значение по II объекту						0,871	3,5	6,50	0,28	0,22	21,9	0,02	1,49	3,21	53	78	-18	186,99	83,23	47,39	28,86	19,67	0,25	23125,2	182	4	7	10	25
Примечание: * - непредставительная проба, значение																													

Таблица 1.5.6.4 - Месторождение Октябрьское. Определение содержания металлов

№ скважины	Интервал перфорации, м	Продуктивный горизонт	Дата отбора проб	Компоненты					
				ванадий	никель	марганец	цинк	свинец	железо
				Содержание, мг/дм3					
111	914,0-916,0; 999,5-921,5; 924,5-925,5	I-K	27.03.2019	0,74	0,43	0,56	0,72	6,58	12,53
112	857,1-860,0	I-K	29.06.2022	10,85	2,83	<2,59	0,64	<1,21	0,38
112	857,1-860,0	I-K	29.06.2022	12,21	3,41	<2,94	0,73	<1,37	0,44
105a	910,0-912,0; 913,5-914,5; 918,0-921,0	II-K	16.05.2022	2,94	0,30	0,35	0,85	2,46	17,59
116	937,0-939,0; 939,5-941,0	II-K	17.03.2021	1,57	0,11	0,49	0,09	4,78	20,35

II келловейский горизонт

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта II-K оценены по результатам исследований 9 проб, отобранных из скважин 14, 15, 102, 105а, 116.

По плотности нефть относится к типу средняя, значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,857 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 37,71 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 3,22 % масс. (парафинистая), асфальтенов – 0,02 % масс., силикагелевых смол – 6,80 % масс. (малосмолистая), содержание общей серы в нефти – 0,18 % масс. (малосернистая).

Температура плавления парафина – 53 °С, температура застывания нефти – минус 10 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 138 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 15 %, до температуры 300 °С – 32 %.

Количество исследований, средние значения параметров дегазированной нефти и диапазоны их изменений представлены в таблице 1.5.6.5.

По имеющимся исследованиям можно сказать, что нефть продуктивных горизонтов месторождения Октябрьское по типу является средней, тяжёлой и битуминозной. А также высоковязкой, малосмолистой и смолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при отрицательных температурах и с невысоким выходом светлых фракций.

Таблица 1.5.6.5 – Месторождение Октябрьское. Средние значения дегазированной нефти

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
I неокомский горизонт				
Плотность при 20 °С, г/см ³	2	3	0,897-0,905	0,901
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа*с	2	2	268,20-312-32	290,26
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа*с	2	2	47,20-62,72	54,96
Температура застывания, °С	2	2	-27-11	-8
Содержание общей серы, % масс.	2	2	0,40-0,50	0,45
Содержание смол силикагелевых, масс.	2	2	5,90-13,90	9,9
Содержание асфальтенов, % масс.	2	2	0,00-1,10	0,55
Содержание парафинов, % масс.	2	2	1,26-7,19	4,23
Температура начала кипения, °С	2	2	200-203	202
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	-	-	-	-
до 250 °С	2	2	5-6	6

продолжение таблицы 1.5.6.5

1	2	3	4	5
до 300 °С	2	2	18-20	19
II неокомский горизонт				
Плотность при 20 оС, г/см3	2	2	0,878-0,879	0,879
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа*с	2	2	79,80-81,51	80,66
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа*с	2	2	20,60-20,63	20,62
Температура застывания, °С	2	2	-12-(-3)	-8
Содержание общей серы, % масс.	2	2	0,26-0,27	0,27
Содержание смол силикагелевых, масс.	2	2	5,37-6,13	5,75
Содержание асфальтенов, % масс.	2	2	0,00-1,22	0,61
Содержание парафинов, % масс.	2	2	5,34-7,40	6,37
Температура начала кипения, °С	2	2	160-175	168
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	2	2	3-4	4
до 250 °С	2	2	10-14	12
до 300 °С	2	2	24-28	26
I келловейский горизонт				
Плотность при 20 °С, г/см3	8	17	0,845-0,883	0,878
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа*с	8	14	23,52-128,20	105,99
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа*с	8	14	7,23-29,60	24,45
Температура застывания, °С	8	14	-33-5	-22
Содержание общей серы, % масс.	8	14	0,11-0,28	0,24
Содержание смол силикагелевых, масс.	8	14	2,26-9,32	6,37
Содержание асфальтенов, % масс.	5	6	0,00-1,50	0,49
Содержание парафинов, % масс.	8	15	0,00-10,67	3,21
Температура начала кипения, °С	7	12	183-235	211
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	2	3	0,5-1,5	1
до 250 °С	6	11	3-12	6
до 300 °С	7	12	17-23	20
II келловейский горизонт				
Плотность при 20 °С, г/см3	5	9	0,845-0,869	0,857
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа*с	3	7	24,10-49,06	37,7
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа*с	3	7	7,74-14,97	10,11
Температура застывания, °С	3	5	-28-5	-10
Содержание общей серы, % масс.	5	8	0,08-0,31	0,18
Содержание смол силикагелевых, масс.	3	6	2,82-8,46	6,8
Содержание асфальтенов, % масс.	3	5	0,00-0,10	0,02
Содержание парафинов, % масс.	4	7	0,00-10,96	3,22
Температура начала кипения, °С	5	8	90-147	138
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	4	6	7-20	10
до 250 °С	4	7	10-20	15
до 300 °С	5	8	23-41	32

Компонентный состав нефтяного газа

После выполнения отчёта дополнительно была исследована 1 устьевая проба нефтяного газа из скважины 116 горизонта II-K (интервалы перфорации – 937-939; 939,5-941 м, блок II), а также 1 проба газа однократного разгазирования пробы пластовой нефти из скважины 112 (блок I, интервал перфорации – 857,1-860,0 м) горизонта I-K.

Всего по состоянию на 02.01.2023 г. исследованы 16 проб нефтяного газа.

Результаты нового исследования устьевой пробы газа из скважины 116 от 19.07.2021 г. горизонта II-K не учитываются, поскольку заметно отличаются от других по количеству гомологов метана (это связано со способом разгазирования пластовой нефти).

Ранее по горизонту I-K рассматривалась проба газа из скважины 2 от 08.02.1970 г. Интервал перфорации 925,0-932,0 м соответствует газовой залежи и в данном отчёте рассматривается как свободный газ.

Все результаты исследований приведены в таблице 1.5.6.6, количество исследований, средние значения – в таблице 1.5.6.7.

I неокомский горизонт

Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта I-неоком оценён по 1 пробе из скважины 110.

Содержание метана составляет 94,07 % мольн., этана – 1,89 % мольн., пропана – 0,24 % мольн., бутанов – 0,24 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,27 % мольн., азота – 2,99 % мольн. Относительная плотность составляет 0,592 д.ед.

II неокомский горизонт

Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта II-неоком оценён по 1 пробе из скважины 102.

Содержание метана составляет 84,65 % мольн., этана – 5,46 % мольн., пропана – 2,43 % мольн., бутанов – 0,13 % мольн., азота – 7,24 % мольн. Относительная плотность составляет 0,639 д.ед.

I келловейский горизонт

Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта I-K оценён по 10 пробам из скважин 101, 107, 108, 112.

Содержание метана составляет 91,52 % мольн., этана – 4,24 % мольн., пропана – 0,62 % мольн., бутанов – 0,27 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,34 % мольн., азота – 2,40 % мольн. Относительная плотность составляет 0,612 д.ед.

II келловейский горизонт



Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта II-K оценён по 3 пробам из скважины 105а.

Содержание метана составляет 92,91 % мольн., этана – 4,42 % мольн., пропана – 0,68 % мольн., бутанов – 0,18 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,22 % мольн., азота – 1,00 % мольн. Относительная плотность составляет 0,605 д.ед.

Таблица 1.5.6.6 - Месторождение Октябрьское. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

№№ п/п	№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Компонентный состав, % мольн.														Относительная плотность газа	Исполнитель	
						Метан	Этан	Пропан	н-Бутан	н-Бутан	н-Пентан	н-Пентан	Гексан	Гептан	Октан	Углекислый газ	Азот	Кислород				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
I неокомский горизонт																						
1	110	711,0-718,0	I-неоком	III	08.08.2014	94,07	1,89	0,24	0,07	0,11	0,13	0,05	0,12	0,07	-	0,27	2,99	-	0,592	ТОО НИИ КМГ		
II неокомский горизонт																						
2	102	710,0-712,0	II-неоком	II	2018	84,65	5,46	2,43	0,04	0,06	0,07	0,03	0,02	0,00	-	-	7,24	-	0,639	КазНИГРИ		
I келловейский горизонт																						
3	101	835,0-845,0;	I-K	I	13.08.2006	93,66	4,35	0,57	0,04	0,06	0,19	0,01	0,09	0,03	-	отс.	1,00	-	0,594	ТОО НИИ КМГ		
4		858,0-861,0				93,54	4,44	0,45	0,12	0,07	0,16	0,03	0,19	0,07	-	отс.	0,93	-	0,598			
5	107	849,0-855,0			17.05.2007	87,37	6,48	0,60	0,07	0,10	0,04	0,01	0,04	-	-	0,96	4,33	-	0,624			
6	108	838,0-852,0			22.08.2009	92,03	3,67	0,52	0,05	0,13	0,19	0,10	0,28	0,29	0,05	0,43	2,26	-	0,617			
7	108	838,0-852,0			16.11.2011	94,04	3,48	0,87	0,02	0,04	0,09	0,00	0,06	0,01	-	0,07	1,32	-	0,591			
8						94,35	3,00	0,23	0,02	0,04	0,09	0,00	0,07	-	-	0,09	2,11	-	0,585			
9	108	838,0-852,0			16.06.2013	92,42	3,25	0,46	0,08	0,31	0,25	0,29	0,55	0,28	0,03	0,21	1,88	-	0,621			
10						93,56	3,37	0,35	0,04	0,11	0,15	0,08	0,21	0,12	0,01	0,11	1,90	-	0,598			
11	108	838,0-852,0			16.10.2014	86,10	5,70	0,62	0,17	0,22	0,31	0,17	0,54	0,28	0,06	0,93	4,90	-	0,654			
12	112	857,1-860,0			29.06.2022	88,16	4,70	1,53	0,25	0,78	0,17	0,20	0,09	0,18	0,02	0,55	3,37	-	0,641	ТОО Стратум КЭР		
Среднее значение по горизонту I-K						91,52	4,24	0,62	0,08	0,19	0,16	0,09	0,21	0,16	0,03	0,34	2,40	-	0,612			
II келловейский горизонт																						
13	105a	918,0-925,0	II-K	II	24.09.2012	93,72	3,02	0,42	0,03	0,06	0,07	0,01	0,18	0,28	-	0,44	1,74	-	0,600	ТОО НИИ КМГ		
14	105a	918,0-925,0			19.06.2013	92,69	5,12	0,76	0,11	0,11	0,13	0,04	0,24	0,14	0,01	0,08	0,57	-	0,606			
15						92,32	5,12	0,87	0,11	0,12	0,15	0,04	0,27	0,14	0,02	0,15	0,69	-	0,610			
16	116*	937,0-939,0; 939,5-941,0			19.07.2021	93,82	0,507	0,10	0,02	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,05	5,43	0,01	0,581	КазНИГРИ		
Среднее значение по горизонту II-K						92,91	4,42	0,68	0,08	0,10	0,12	0,03	0,23	0,19	0,02	0,22	1,00	-	0,605			
Примечание: * - отбракованная проба																						

Таблица 1.5.6.7 – Месторождение Октябрьское. Усреднённые составы компонентного состава нефтяного газа по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

Горизонт	I-неоком	II-неоком	I-K	II-K
Количество проб	1	1	10	3
Количество скважин	1	1	4	1
Содержание компонентов, % мольн.				
Метан	94,07	84,65	91,52	92,91
Этан	1,89	5,46	4,24	4,42
Пропан	0,24	2,43	0,62	0,68
и-Бутан	0,07	0,04	0,08	0,08
н-Бутан	0,11	0,06	0,19	0,10
и-Пентан	0,13	0,07	0,16	0,12
н-Пентан	0,05	0,03	0,09	0,03
Гексан	0,12	0,02	0,21	0,23
Гептан	0,07	0,00	0,16	0,19
Октан	-	-	0,03	0,02
Углекислый газ	0,27	-	0,34	0,22
Азот	2,99	7,24	2,40	1,00
Относительная плотность, д.ед.	0,592	0,639	0,612	0,605

Растворённый газ является «полусухим» с низким содержанием гомологов метана и неуглеводородных компонентов.

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

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

Работы по бурению осуществляются высокопроизводительным буровым станком в соответствии с Перечнем технологического оборудования, разрешенным Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан. Утверждение (разрешение) данный перечень получил на основании Закона РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах», утвержденный постановлением Правительства РК от 30.06.2006 года № 626 и сертификатов соответствий.

При проведении работ предприятие будет использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню. В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность. Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует об их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности. На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач. В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемое технологическое оборудование зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил

безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

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

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплект с противовыбросовым оборудованием. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до 700 кгс/см^2 . Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см^2 позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно). Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод.

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

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

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

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух

1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.8.1.1.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов с 6001.

При реализации проектных решений разработки месторождения Октябрьское основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться:

1 вариант разработки

2025 год

Организованные:

- резервуары для нефти $V=80 \text{ м}^3$: источники №№0001, 0002 – 2 ед.;
- резервуары для нефти $V=60 \text{ м}^3$: источники №№0003-0006 – 4 ед.;
- паровой котел для подогрева нефти: источники №№0007-0009 – 3 ед.;
- стояк налива нефти в автоцистерны: источники №№0010-0013 – 4 ед.

Неорганизованные:

- автоматизированная групповая замерная линия (АГЗУ): источник №6001 – 1 ед.;
- площадка нефтегазосепаратора: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка насоса НД-2,5: источник №6003 – 1 ед.;
- блока дозирования реагента (БДР-2,5): источник №6004 – 1 ед.;
- площадка дренажной емкости: источники №№6005, 6006 – 2 ед.;
- площадка насоса НБ-125: источник №6007 – 1 ед.;
- площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №№6008-6019 – 12 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 32 ед., из них организованных – 13 ед., неорганизованных – 19 ед.

1 вариант разработки

2028 год

Организованные:

- резервуар для нефти $V=80 \text{ м}^3$: источники №№0001, 0002 – 2 ед.;
- резервуар для нефти $V=60 \text{ м}^3$: источники №№0003-0006 – 4 ед.;
- паровой котел для подогрева нефти: источники №№0007-0009 – 3 ед.;
- стояк налива нефти в автоцистерны: источники №№0010-0013 – 4 ед.

Неорганизованные:

- автоматизированная групповая замерная линия (АГЗУ): источник №6001 – 1 ед.;
- площадка нефтегазосепаратора: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка насоса НД-2,5: источник №6003 – 1 ед.;
- блок дозирования реагента (БДР-2,5): источник №6004 – 1 ед.;
- площадка дренажной емкости: источники №№6005, 6006 – 2 ед.;
- площадка насоса НБ-125: источник №6007 – 1 ед.;
- площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №№6008-6021 – 14 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 34 ед., из них организованных – 13 ед., неорганизованных – 21 ед.

2 вариант разработки (рекомендуемый)

2025 год

Организованные:

- резервуар для нефти $V=80 \text{ м}^3$: источники №№0001, 0002 – 2 ед.;
- резервуар для нефти $V=60 \text{ м}^3$: источники №№0003-0006 – 4 ед.;
- паровой котел для подогрева нефти: источники №№0007-0009 – 3 ед.;



- стояк налива нефти в автоцистерны: источники №№0010-0013 – 4 ед.

Неорганизованные:

- автоматизированная групповая замерная линия (АГЗУ): источник №6001 – 1 ед.;
- площадка нефтегазосепаратора: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка насоса НД-2,5: источник №6003 – 1 ед.;
- блок дозирования реагента (БДР-2,5): источник №6004 – 1 ед.;
- площадка дренажной емкости: источники №№6005, 6006 – 2 ед.;
- площадка насоса НБ-125: источник №6007 – 1 ед.;
- площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №№6008-6020 – 13 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 33 ед., из них организованных – 13 ед., неорганизованных – 20 ед.

2 вариант разработки

2028 год

Организованные:

- резервуар для нефти $V=80 \text{ м}^3$: источники №№0001, 0002 – 2 ед.;
- резервуар для нефти $V=60 \text{ м}^3$: источники №№0003-0006 – 4 ед.;
- паровой котел для подогрева нефти: источники №№0007-0009 – 3 ед.;
- стояк налива нефти в автоцистерны: источники №№0010-0013 – 4 ед.

Неорганизованные:

- автоматизированная групповая замерная линия (АГЗУ): источник №6001 – 1 ед.;
- площадка нефтегазосепаратора: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка насоса НД-2,5: источник №6003 – 1 ед.;
- блок дозирования реагента (БДР-2,5): источник №6004 – 1 ед.;
- площадка дренажной емкости: источники №№6005, 6006 – 2 ед.;
- площадка насоса НБ-125: источник №6007 – 1 ед.;
- площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №№6008-6022 – 15 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 35 ед., из них организованных – 13 ед., неорганизованных – 22 ед.

3 вариант разработки

2025 год

Организованные:

- резервуар для нефти $V=80 \text{ м}^3$: источники №№0001, 0002 – 2 ед.;
- резервуар для нефти $V=60 \text{ м}^3$: источники №№0003-0006 – 4 ед.;

- паровой котел для подогрева нефти: осточники №№0007-0009 – 3 ед.;
- стояк налива нефти в автоцистерны: источники №№0010-0013 – 4 ед.

Неорганизованные:

- автоматизированная групповая замерная линия (АГЗУ): источник №6001 – 1 ед.;
- площадка нефтегазосепаратора: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка насоса НД-2,5: источник №6003 – 1 ед.;
- блок дозирования реагента (БДР-2,5): источник №6004 – 1 ед.;
- площадка дренажной емкости: источники №№6005, 6006 – 2 ед.;
- площадка насоса НБ-125: источник №6007 – 1 ед.;
- площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №№6008-6023 – 16 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 36 ед., из них организованных – 13 ед., неорганизованных – 23 ед.

3 вариант разработки

2025 год

Организованные:

- резервуар для нефти $V=80 \text{ м}^3$: источники №№0001, 0002 – 2 ед.;
- резервуар для нефти $V=60 \text{ м}^3$: источники №№0003-0006 – 4 ед.;
- паровой котел для подогрева нефти: осточники №№0007-0009 – 3 ед.;
- стояк налива нефти: источники №№0010-0013 – 4 ед.

Неорганизованные:

- автоматизированная групповая замерная линия (АГЗУ): источник №6001 – 1 ед.;
- площадка нефтегазосепаратора: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка насоса НД-2,5: источник №6003 – 1 ед.;
- блок дозирования реагента (БДР-2,5): источник №6004 – 1 ед.;
- площадка дренажной емкости: источники №№6005, 6006 – 2 ед.;
- площадка насоса НБ-125: источник №6007 – 1 ед.;
- площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №№6008-6025 – 18 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 38 ед., из них организованных – 13 ед., неорганизованных – 25 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Октябрьское представлена на рисунке 1.8.1.1.1.

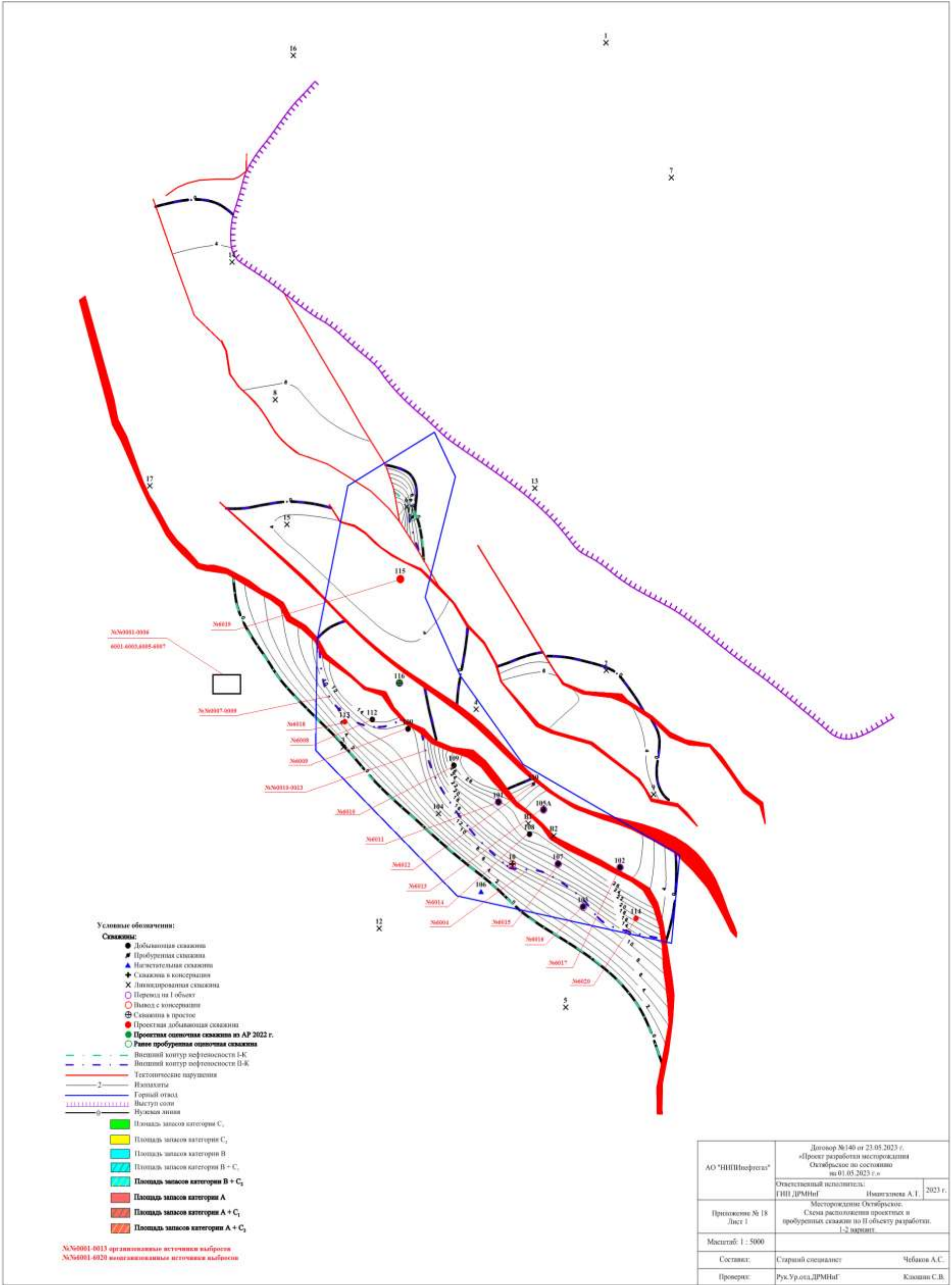


Рисунок 1.8.1.1.1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на месторождении Октябрьское по 2 варианту разработки 2025 г. – рекомендуемый (М 1: 5000)

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Самара 2000 г.;
- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов в атмосферный воздух ТОО «Светланд-Ойл».

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены **по всем 3-м рассматриваемым вариантам**, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальной добычей нефти, газа и фондом добывающих скважин за весь период разработки, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

1 вариант разработки:

- на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (13,3 тыс.т), газа (0,20 млн.м³), фонд добывающих скважин (12 ед.);
- на **2028 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (9,6 тыс.т), газа (0,13 млн.м³), фонд добывающих скважин (14 ед.);

2 вариант разработки (рекомендуемый):

- - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (13,9 тыс.т), газа (0,20 млн.м³), фонд добывающих скважин (13 ед.);
- на **2028 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (10,2 тыс.т), газа (0,13 млн.м³), фонд добывающих скважин (15 ед.);

3 вариант разработки:

- на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (17,5 тыс.т), газа (0,26 млн.м³), фонд добывающих скважин (16 ед.),
- на **2028 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (13,0 тыс.т), газа (0,17 млн.м³), фонд добывающих скважин (18 ед.)

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.6.

Таблица 1.8.1.2.1 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Октябрьское по 1 варианту разработки 2025 г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,0111	0,3497	8,74125
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,0018	0,0568	0,947
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0010	0,0320	0,639
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,0238	0,7515	15,0294
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,0563	1,7756	0,59187
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,4518	9,4773	0,1895467
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,1516	3,0212	0,1007067
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0020	0,0395	0,3947
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0006	0,0124	0,062035
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,0012	0,0248	0,04133333
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19 (10)	1	1			4	0,0040	0,1257	0,125701
	В С Е Г О:						0,7053	15,6664	26,8625427

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Октябрьское по 1 варианту разработки 2028 г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,0072	0,2273	5,682
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,0012	0,0369	0,6155
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0007	0,0208	0,4152
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,0155	0,4885	9,7692
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,0366	1,1542	0,38472
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,3914	8,2883	0,16576694
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,1268	2,5009	0,0833631
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0016	0,0326	0,32646
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0005	0,0103	0,051365
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,0010	0,0205	0,03421667
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19 (10)	1	1			4	0,0040	0,1257	0,125701
	В С Е Г О:						0,5865	12,9060	17,6534927

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Октябрьское по 2 варианту разработки (рекомендуемый) 2025 г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,0111	0,3498	8,745
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,0018	0,0567	0,945
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0009	0,0321	0,642
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,0237	0,7515	15,03
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,0564	1,7757	0,5919
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,4689	9,8952	0,197904
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,1765	3,1363	0,104543
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0021	0,0409	0,409
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0008	0,0131	0,0655
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,0013	0,0257	0,042833
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19 (10)	1	1			4	0,0039	0,1257	0,1257
	В С Е Г О:						0,7474	16,2027	26,89938

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Октябрьское по 2 варианту разработки 2028 г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,0072	0,2273	5,682
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,0012	0,0369	0,6155
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0007	0,0208	0,4152
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,0155	0,4885	9,7692
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,0366	1,1542	0,38472
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,4083	8,7062	0,17412346
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,1317	2,6151	0,08717097
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0017	0,0342	0,34171
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0005	0,0107	0,0537
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,0011	0,0215	0,03577167
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19 (10)	1	1			4	0,0040	0,1257	0,125701
	В С Е Г О:						0,6084	13,4410	17,6847971

Таблица 1.8.1.2.5 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Октябрьское по 3 варианту разработки 2025 г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,0144	0,4546	11,364
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,0023	0,0739	1,231
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0013	0,0416	0,831
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,0310	0,9769	19,5378
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,0732	2,3083	0,76944
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,5541	11,8922	0,23784498
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,1844	3,7533	0,125108567
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0024	0,0490	0,49012
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0007	0,0154	0,077055
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,0015	0,0308	0,051353333
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19 (10)	1	1			4	0,0040	0,1257	0,125701
	В С Е Г О:						0,8694	19,7216	34,84042288

Таблица 1.8.1.2.6 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Октябрьское по 3 варианту разработки 2028 г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,0094	0,2972	7,43025
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,0015	0,0483	0,805
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0009	0,0272	0,543
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,0203	0,6387	12,7746
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,0479	1,5093	0,50309
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,4783	10,3728	0,20745522
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,1538	3,1107	0,103689033
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0020	0,0406	0,40644
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0006	0,0128	0,063875
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,0013	0,0255	0,042556667
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19 (10)	1	1			4	0,0040	0,1257	0,125701
	В С Е Г О:						0,7199	16,2087	23,00565692

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 15,6664 т/год;
- ✓ 2028 год – 12,9060 т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2025 год – 16,2027 т/год;
- ✓ 2028 год – 13,4410 т/год.

❖ **3 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 19,7216 т/год;
- ✓ 2028 год – 16,2087 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} , углерода оксид, азота диоксид, углерод (сажа).

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на строительство оценочной скважины №115 на месторождении Октябрьское» (экологическое разрешение №KZ39VCZ03237258 от 15.05.2023 г.) составит:

- При строительстве скважины (в совокупности при подготовке буровой площадки и при работе буровой установки ZJ-20) – **16,5311023** г/с или **6,58947585** тонн.
- При строительстве скважины (в совокупности при подготовке буровой площадки и при работе буровой установки УПА 60/80) – **8,8292368** г/с или **44,98311216** тонн.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Октябрьское, будут представлены в отдельных Технических проектах на

строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

1.8.1.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

В соответствии с СанПиН № КР ДСМ-2 от 11.01.2022 г., расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Октябрьское, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на месторождении Октябрьское.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» в 1 квартале 2023 года, средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

Оксид углерода	0,828 мг/м ³ ;
----------------	---------------------------

Диоксид азота	1,228 мг/м ³ ;
Оксид азота	1,028 мг/м ³ ;
Углеводороды	1,628 мг/м ³ ;
Диоксид серы	1,428 мг/м ³ ;

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 1600 x 1600 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 2.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 1.8.1.3.1.

Таблица 1.8.1.3.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	-	0,163	0,143
0304	Азот (II) оксид	0,4	-	0,571	0,570
0328	Углерод	0,15	-	Расчет нецелесообразен	
0330	Сера диоксид	0,5	-	Расчет нецелесообразен	
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,170	0,17
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50,0	0,018	0,0012
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30,0	0,066	0,055
0602	Бензол	0,3	-	0,015	0,0008
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2	-	Расчет нецелесообразен	
0621	Метилбензол	0,6	-	Расчет нецелесообразен	
2754	Смесь углеводородов предельных C ₁₂ -C ₁₉	1	-	0,016	0,002
0301+0330	Группа суммаций			0,182	0,145

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Октябрьское превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

В соответствии с Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" п.43. *«Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».*

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» принят 500 метров (Заключение СЭС на Проект установления СЗЗ (окончательная СЗЗ) ТОО «Светланд-Ойл» месторождения Октябрьское и ПСН «Забурунье» № Е.60.X.KZ15VBZ00036642 от 22.08.2022 г., см. Приложение 6).

Проектируемые сооружения являются одними из объектов месторождения, для которых установлена общая санитарно-защитная зона.

В данном проекте по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 500 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено, следовательно, принятый размер СЗЗ не требует уточнения и корректировки.

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 3.

1.8.1.4 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения за период эксплуатации месторождения Октябрьское по 2 варианту разработки (рекомендуемый) представлены в таблице 1.8.1.4.1.

Таблица 1.8.1.4.1 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Октябрьское (2 вариант разработки – рекомендуемый) 2025 г.

Рекомендуем использовать 2025 г.

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2025 год		НДВ		
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
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Котел паровой для подогрева нефти	0007	-	-	0,0037	0,1166	0,0037	0,1166	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0008	-	-	0,0037	0,1166	0,0037	0,1166	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0009	-	-	0,0037	0,1166	0,0037	0,1166	2025
Итого:		-	-	0,0111	0,3498	0,0111	0,3498	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0111	0,3498	0,0111	0,3498	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Котел паровой для подогрева нефти	0007	-	-	0,0006	0,0189	0,0006	0,0189	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0008	-	-	0,0006	0,0189	0,0006	0,0189	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0009	-	-	0,0006	0,0189	0,0006	0,0189	2025
Итого:		-	-	0,0018	0,0567	0,0018	0,0567	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0018	0,0567	0,0018	0,0567	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Котел паровой для подогрева нефти	0007	-	-	0,0003	0,0107	0,0003	0,0107	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0008	-	-	0,0003	0,0107	0,0003	0,0107	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0009	-	-	0,0003	0,0107	0,0003	0,0107	2025
Итого:		-	-	0,0009	0,0321	0,0009	0,0321	



Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0009	0,0321	0,0009	0,0321	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
Котел паровой для подогрева нефти	0007	-	-	0,0079	0,2505	0,0079	0,2505	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0008	-	-	0,0079	0,2505	0,0079	0,2505	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0009	-	-	0,0079	0,2505	0,0079	0,2505	2025
Итого:		-	-	0,0237	0,7515	0,0237	0,7515	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0237	0,7515	0,0237	0,7515	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Котел паровой для подогрева нефти	0007	-	-	0,0188	0,5919	0,0188	0,5919	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0008	-	-	0,0188	0,5919	0,0188	0,5919	2025
Котел паровой для подогрева нефти	0009	-	-	0,0188	0,5919	0,0188	0,5919	2025
Итого:		-	-	0,0564	1,7757	0,0564	1,7757	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0564	1,7757	0,0564	1,7757	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V=80 м ³	0001	-	-	0,0669	1,4257	0,0669	1,4257	2025
Резервуар для нефти V=80 м ³	0002	-	-	0,0669	1,4257	0,0669	1,4257	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0003	-	-	0,0334	0,7129	0,0334	0,7129	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0004	-	-	0,0334	0,7129	0,0334	0,7129	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0005	-	-	0,0334	0,7129	0,0334	0,7129	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0006	-	-	0,0334	0,7129	0,0334	0,7129	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0010	-	-	0,0174	0,0101	0,0174	0,0101	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0011	-	-	0,0174	0,0101	0,0174	0,0101	2025



Стояк налива нефти в автоцистерны	0012	-	-	0,0174	0,0101	0,0174	0,0101	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0013	-	-	0,0174	0,0101	0,0174	0,0101	2025
Итого:		-	-	0,3370	5,7432	0,3370	5,7432	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0194	0,6102	0,0194	0,6102	2025
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,0315	0,9931	0,0315	0,9931	2025
Площадка насоса НД-2,5	6003	-	-	0,0040	0,1271	0,0040	0,1271	2025
Площадка дренажной емкости	6005	-	-	0,0014	0,0429	0,0014	0,0429	2025
Площадка дренажной емкости	6006	-	-	0,0014	0,0429	0,0014	0,0429	2025
Площадка насоса НБ-125	6007	-	-	0,0040	0,1271	0,0040	0,1271	2025
Площадка добывающей скважины	6008	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6009	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6010	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6011	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6012	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6013	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6014	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6015	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6016	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6017	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6018	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6019	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Площадка добывающей скважины	6020	-	-	0,0054	0,1699	0,0054	0,1699	2025
Итого:		-	-	0,1319	4,1520	0,1319	4,1520	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,4689	9,8952	0,4689	9,8952	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V=80 м ³	0001	-	-	0,0347	0,5273	0,0347	0,5273	2025
Резервуар для нефти V=80 м ³	0002	-	-	0,0347	0,5273	0,0347	0,5273	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0003	-	-	0,0124	0,2637	0,0124	0,2637	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0004	-	-	0,0124	0,2637	0,0124	0,2637	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0005	-	-	0,0124	0,2637	0,0124	0,2637	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0006	-	-	0,0124	0,2637	0,0124	0,2637	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0010	-	-	0,0064	0,0037	0,0064	0,0037	2025



Стояк налива нефти в автоцистерны	0011	-	-	0,0064	0,0037	0,0064	0,0037	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0012	-	-	0,0064	0,0037	0,0064	0,0037	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0013	-	-	0,0064	0,0037	0,0064	0,0037	2025
Итого:		-	-	0,1446	2,1242	0,1446	2,1242	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0072	0,2255	0,0072	0,2255	2025
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,0116	0,3670	0,0116	0,3670	2025
Площадка насоса НД-2,5	6003	-	-	0,0015	0,0470	0,0015	0,0470	2025
Площадка дренажной емкости	6005	-	-	0,0005	0,0159	0,0005	0,0159	2025
Площадка дренажной емкости	6006	-	-	0,0005	0,0159	0,0005	0,0159	2025
Площадка насоса НБ-125	6007	-	-	0,0015	0,0470	0,0015	0,0470	2025
Площадка добывающей скважины	6008	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6009	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6010	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6011	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6012	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6013	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6014	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6015	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6016	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6017	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6018	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6019	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Площадка добывающей скважины	6020	-	-	0,0007	0,0226	0,0007	0,0226	2025
Итого:		-	-	0,0319	1,0121	0,0319	1,0121	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,1765	3,1363	0,1765	3,1363	
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V=80 м ³	0001	-	-	0,0003	0,0069	0,0003	0,0069	2025
Резервуар для нефти V=80 м ³	0002	-	-	0,0003	0,0069	0,0003	0,0069	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0003	-	-	0,0002	0,0034	0,0002	0,0034	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0004	-	-	0,0002	0,0034	0,0002	0,0034	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0005	-	-	0,0002	0,0034	0,0002	0,0034	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0006	-	-	0,0002	0,0034	0,0002	0,0034	2025



Стояк налива нефти в автоцистерны	0010	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0011	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0012	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0013	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
Итого:		-	-	0,0016	0,0277	0,0016	0,0277	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0001	0,0029	0,0001	0,0029	2025
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,0002	0,0048	0,0002	0,0048	2025
Площадка насоса НД-2,5	6003	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2025
Площадка дренажной емкости	6005	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка дренажной емкости	6006	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка насоса НБ-125	6007	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2025
Площадка добывающей скважины	6008	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6009	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6010	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6011	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6012	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6013	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6014	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6015	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6016	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6017	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6018	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6019	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Площадка добывающей скважины	6020	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2025
Итого:		-	-	0,0005	0,0132	0,0005	0,0132	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0021	0,0409	0,0021	0,0409	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V=80 м ³	0001	-	-	0,0001	0,0022	0,0001	0,0022	2025
Резервуар для нефти V=80 м ³	0002	-	-	0,0001	0,0022	0,0001	0,0022	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0003	-	-	0,0001	0,0011	0,0001	0,0011	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0004	-	-	0,0001	0,0011	0,0001	0,0011	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0005	-	-	0,0001	0,0011	0,0001	0,0011	2025



Резервуар для нефти V=60 м ³	0006	-	-	0,0001	0,0011	0,0001	0,0011	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0010	-	-	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0011	-	-	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0012	-	-	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0013	-	-	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	2025
Итого:		-	-	0,0007	0,0089	0,0007	0,0089	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2025
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2025
Площадка насоса НД-2,5	6003	-	-	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	2025
Площадка дренажной емкости	6005	-	-	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	2025
Площадка дренажной емкости	6006	-	-	0,000002	0,000065	0,000002	0,000065	2025
Площадка насоса НБ-125	6007	-	-	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6008	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6009	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6010	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6011	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6012	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6013	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6014	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6015	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6016	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6017	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6018	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6019	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Площадка добывающей скважины	6020	-	-	0,0000003	0,000093	0,0000003	0,000093	2025
Итого:		-	-	0,0001	0,0042	0,0001	0,0042	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0008	0,0131	0,0008	0,0131	
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V=80 м ³	0001	-	-	0,0002	0,0043	0,0002	0,0043	2025
Резервуар для нефти V=80 м ³	0002	-	-	0,0002	0,0043	0,0002	0,0043	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0003	-	-	0,0001	0,0022	0,0001	0,0022	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0004	-	-	0,0001	0,0022	0,0001	0,0022	2025



Резервуар для нефти V=60 м ³	0005	-	-	0,0001	0,0022	0,0001	0,0022	2025
Резервуар для нефти V=60 м ³	0006	-	-	0,0001	0,0022	0,0001	0,0022	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0010	-	-	0,0001	0,00003	0,0001	0,00003	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0011	-	-	0,0001	0,00003	0,0001	0,00003	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0012	-	-	0,0001	0,00003	0,0001	0,00003	2025
Стояк налива нефти в автоцистерны	0013	-	-	0,0001	0,00003	0,0001	0,00003	2025
Итого:		-	-	0,0010	0,0174	0,0010	0,0174	
Неорганизованные источники								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0001	0,0019	0,0001	0,0019	2025
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,0001	0,0030	0,0001	0,0030	2025
Площадка насоса НД-2,5	6003	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2025
Площадка дренажной емкости	6005	-	-	0,00000	0,0001	0,00000	0,0001	2025
Площадка дренажной емкости	6006	-	-	0,00000	0,0001	0,00000	0,0001	2025
Площадка насоса НБ-125	6007	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2025
Площадка добывающей скважины	6008	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6009	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6010	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6011	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6012	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6013	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6014	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6015	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6016	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6017	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6018	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6019	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Площадка добывающей скважины	6020	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2025
Итого:		-	-	0,0003	0,0083	0,0003	0,0083	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0013	0,0257	0,0013	0,0257	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды(10))								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	-	-	-	-	

Неорганизованные источники								
Блок дозирования реагента	6004	-	-	0,0039	0,1257	0,0039	0,1257	2025
Итого:				0,0039	0,1257	0,0039	0,1257	
Всего по загрязняющему веществу:				0,0039	0,1257	0,0039	0,1257	
Всего по объекту:		-	-	0,7474	16,2027	0,7474	16,2027	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	0,5788	10,8872	0,5788	10,8872	
в том числе факелы								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,1686	5,4731	0,1737	5,4731	

1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.17.1 данного Отчета), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Октябрьское будет следующим:

- ✦ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✦ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха - система наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Октябрьское проводятся согласно утвержденной «Программе производственного экологического контроля ТОО «Светланд-Ойл»».

Проведение мониторинга состояния атмосферного воздуха осуществляется по 4 точкам на границах санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Октябрьское.

В соответствии с Программой в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: углерода оксид, азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, суммарные углеводороды, взвешенные вещества (пыль), меркаптаны и сероводород. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

При исследовании качества атмосферного воздуха в районе месторождения Октябрьское проводятся метеорологические наблюдения: измерение температуры, относительной влажности воздуха, скорости и направления ветра, атмосферного давления, а также учитывалось общее состояние погоды (облачность, осадки и т.д.).

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха проводятся специализированной организацией на договорной основе, имеющей соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

На месторождении Октябрьское предусматривается также контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы допустимых выбросов (НДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газовой смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике. Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

В число обязательных контролируемых веществ включены основные загрязняющие вещества – азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, сажа, углерода оксид, углеводороды.

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться с нормативами, установленными для источников выбросов в утвержденном проекте НДВ. Контроль проводится аналитической лабораторией, аккредитованной в установленном порядке.

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальных и годовом отчетах по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках «Программы производственного экологического контроля ТОО «Светланд-Ойл»», охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы

1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Водопотребление

Источниками водоснабжения на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» являются:

- техническая вода - по договору с подрядной организацией;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая - привозная бутилированная вода по договору с подрядной организацией.

Качество питьевой воды должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение автотранспортом из поселка Зинеден (Забурунье). Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-З «О безопасности пищевой продукции» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).

Водоотведение

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса образуются следующие сточные воды:

- ❖ хозяйственно-бытовые;
- ❖ производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, с дальнейшим вывозом по договорам.

Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении

производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией.

Жидкие производственные и хозяйственные сточные воды вывозятся специализированными организациями по договорам, заключенным до начала работ.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. На период разработки предусматривается использовать привозную воду, как для технических, так и для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд персонала. Источники водоснабжения – привозная. На стадии подготовительных работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Обслуживание работ при строительстве скважины на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. Проживание предполагается в полевом лагере. Хозяйственно-бытовые стоки от полевого лагеря будут отводиться в специальные емкости. Для хозяйственно - бытовых и питьевых нужд, работающего персонала питьевая вода будет доставляться к месту работы в закрытых емкостях, которые будут снабжены кранами. Емкости изготавливаются из материалов, разрешенных Минздравом Республики Казахстан. Питьевая вода соответствует качеству ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая». Объёмы воды приняты в соответствии с технической частью проекта на строительство скважины. Вода, используемая на хозяйственно-бытовые нужды и приготовления пищи должна соответствовать требованиям санитарных правил и норм Республики Казахстан.

1.8.2.3. Водный баланс объекта

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Октябрьское выполнено на основании рекомендаций:

- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
- СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственные нужды – 0,12 м³/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м³ на одно условное блюдо в сутки;

- расход воды на прачечную – 0,04 м³ на 1 кг сухого белья;
- количество работающего персонала – 29 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 1.8.2.3.1.

Таблица 1.8.2.3.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Хозбытовые нужды	1 житель	29	0,12	3,48	127,02	3,48	127,02
Столовая	3 условных блюда в сутки	29	0,012	1,044	381,06	1,044	381,06
Прачечная	1кг сухого белья	29	0,04	1,16	423,4	1,16	423,4
Всего:				5,684	931,48	5,684	931,48
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,2842	46,574	0,2842	46,574
Итого:				5,9682	978,054	5,9682	978,054

В рамках «Проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на строительство оценочной скважины №115 на месторождении Октябрьское» (экологическое разрешение №KZ39VCZ03237258 от 15.05.2023 г.) и составят **1488,6 м³**, из них: *для хозяйственно-бытовых нужд – 705,5 м³, для котельной установки – 404,1 м³, для технических нужд – 379,0 м³.*

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на месторождении Октябрьское будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- ✚ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✚ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- ✚ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод

Потенциальными источниками загрязнения подземных вод на нефтяных и газовых месторождениях могут быть неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды, промывочные жидкости, содержащие углеводородные соединения.

Техногенное воздействие сточных вод, как правило, сильно минерализованных, приводит к увеличению минерализации и общей жесткости подземных вод, проявляющейся в возрастании концентрации хлоридов, сульфатов, кальция, натрия и магния.

Также загрязнение подземных вод может происходить в результате фильтрационных утечек нефтепродуктов и химреагентов из емкостей и другого оборудования, фильтрационных утечек углеводородов из отходов, хранящихся на объектах складирования, не отвечающих экологическим требованиям.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения герметичности сальников.

Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Поступление в подземные воды органических веществ со сточными водами, образующихся в процессе работ и от систем жизнедеятельности промысла, способствует интенсификации биохимических процессов, росту общей массы микроорганизмов, изменению состава и качества подземных вод, а также окислительно-восстановительных условий.

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения

загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т.д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные металлические контейнеры и бочки для сбора промышленных отходов и ТБО, а также и емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Фактор истощения подземных вод на месторождении не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом, при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

В целях определения влияния разработки месторождения Октябрьское на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Для целей заложения мониторинговых скважин проводится рекогносцировочное обследование территории их размещения. Координаты новых, предлагаемых к бурению наблюдательных скважин, должны быть уточнены при проведении работ.

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

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на месторождениях Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» проводятся 1 раз в квартал в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов ТОО «Светланд-Ойл»».

Точкой отбора проб по изучению подземных вод является наблюдательная скважина (82 ГВ-1).

При проведении мониторинговых работ на месторождении Октябрьское выполняются следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, прокачка скважины и отбор проб подземных вод, проведение лабораторных исследований проб и камеральные работы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в аккредитованных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам.

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных подземных вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

Для контроля за состоянием подземных вод на месторождении Октябрьское рекомендуется организовать сеть гидронаблюдательных скважин. Пробы воды отбираются на анализ следующих загрязняющих веществ: pH, сульфаты, нефтепродукты, азот аммонийный, нитриты, нитраты, жесткость, фенол и других.

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;
- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;
- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;
- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;
- отбор проб воды – 1 раз в квартал;
- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Впервые запасы на месторождении Октябрьское были оценены по данным 16 поисково-разведочных скважин на 01.01.1975 г. и составили: геологические запасы нефти по категории C_1 – 635 тыс.т., извлекаемые – 317 тыс.т., запасы свободного газа – 24,3 млн. м³ (Протокол ЦКЗ от 26.03.1975 г.).

По состоянию на 01.01.2003 г. был выполнен отчет по подсчету запасов нефти и газа по данным бурения 20 скважин. Запасы нефти и газа подсчитаны по 4 горизонтам: аптскому, неокомскому, I и II келловейским и утверждены ГКЗ РК согласно протоколу №325-04-У от 12 июля 2004 г. Начальные геологические запасы нефти по категории C_1 составили 1309,3 тыс.т., извлекаемые – 411,1 тыс. т., по категории C_2 – 626,3 тыс.т., извлекаемые – 175,4 тыс. т., запасы свободного газа по категории C_1 составили 43,6 млн.м³, по категории C_2 – 11,4 млн.м³.

В 2015 году ТОО «Timal Consulting Group» был составлен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2015 г.» на основе 27 скважин (Протокол ГКЗ РК №1612-15-У от 03.11.2015 г.). Подсчитанные запасы углеводородов составили:

нефти:

по категории C_1 : геологические – 1232 тыс.т, извлекаемые – 453 тыс.т.;

по категории C_2 : геологические – 614 тыс.т, извлекаемые – 148 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 : геологические – 14,6 млн.м³, извлекаемые – 5,5 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 7,1 млн.м³, извлекаемые – 1,7 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 42,1 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 14,3 млн.м³.

В том числе в пределах горного отвода ТОО «Светланд-Ойл»:

нефти:

по категории C_1 : геологические – 729 тыс.т, извлекаемые – 293 тыс.т.;

по категории C_2 : геологические – 71 тыс.т, извлекаемые – 14 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 : геологические – 8,8 млн.м³, извлекаемые – 3,6 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 0,8 млн.м³, извлекаемые – 0,1 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 2,1 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 1,9 млн.м³.

В 2017 году выполнен прирост запасов нефти и газа за счет расширения горного отвода, согласно выполненному отчету «Перераспределение запасов нефти и газа месторождение Октябрьское в пределах горного отвода № 261 Д-УВС от 16.11.2016 года» выполненный ТОО «Timal Consulting Group» (Протокол №1809-17-У).

На основе полученных данных с общим фондом пробуренных скважин в размере 32 ед. по состоянию на 02.01.2019 г. ТОО «Timal Consulting Group» был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское». Запасы, подсчитанные в упомянутой работе, утверждены Протоколом ГКЗ РК № 2117-19-У от 20.11.2019 г. и числятся на Государственном балансе на дату составления настоящего отчета в следующих количествах:

нефти:

по категории В: геологические – 479,1 тыс.т, извлекаемые – 227,7 тыс.т.;

по категории С₁: геологические – 518,5 тыс.т, извлекаемые – 202,3 тыс.т.;

по категории С₂: геологические – 350,1 тыс.т, извлекаемые – 98,4 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории С₁: геологические – 6 млн.м³, извлекаемые – 2,9 млн.м³;

по категории С₁: геологические – 6 млн.м³, извлекаемые – 2,4 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 4,1 млн.м³, извлекаемые – 1,2 млн.м³;

свободного газа:

по категории С₁: геологические – 14,5 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 6,1 млн.м³.

В том числе в пределах Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл»:

нефти:

по категории В: геологические – 460,7 тыс.т, извлекаемые – 220,8 тыс.т.;

по категории С₁: геологические – 327,8 тыс.т, извлекаемые – 125,6 тыс.т.;

по категории С₂: геологические – 159,7 тыс.т, извлекаемые – 36 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории С₁: геологические – 5,8 млн.м³, извлекаемые – 2,8 млн.м³;

по категории С₁: геологические – 3,8 млн.м³, извлекаемые – 1,5 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 1,8 млн.м³, извлекаемые – 0,4 млн.м³;

свободного газа:

по категории С₁: геологические – 2,5 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 3,2 млн.м³.

На результатах проведенного объема геолого-геофизических исследований на месторождении Октябрьское в настоящей работе подсчитаны запасы углеводородов по состоянию изученности на 02.01.2023 г. в следующих количествах:

нефти:

по категории А: геологические – 524,1 тыс.т, извлекаемые – 298,2 тыс.т.;

по категории В: геологические – 232,6 тыс.т, извлекаемые – 89,5 тыс.т.;



по категории С₁: геологические – 576,3 тыс.т, извлекаемые – 213,6 тыс.т.;

по категории С₂: геологические – 280,8 тыс.т, извлекаемые – 103,0 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории А: геологические – 6,68 млн.м³, извлекаемые – 3,80 млн.м³;

по категории В: геологические – 2,66 млн.м³, извлекаемые – 1,06 млн.м³;

по категории С₁: геологические – 6,45 млн.м³, извлекаемые – 2,44 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 3,33 млн.м³, извлекаемые – 1,22 млн.м³;

свободного газа:

по категории С₁: геологические – 5,46 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 6,09 млн.м³.

В том числе в пределах Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл»:

нефти:

по категории А: геологические – 513,4 тыс.т, извлекаемые – 292,1 тыс.т.;

по категории В: геологические – 170,1 тыс.т, извлекаемые – 68,0 тыс.т.;

по категории С₁: геологические – 284,5 тыс.т, извлекаемые – 106,4 тыс.т.;

по категории С₂: геологические – 125,4 тыс.т, извлекаемые – 42,1 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории А: геологические – 6,54 млн.м³, извлекаемые – 3,72 млн.м³;

по категории В: геологические – 1,97 млн.м³, извлекаемые – 0,81 млн.м³;

по категории С₁: геологические – 3,18 млн.м³, извлекаемые – 1,21 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 1,44 млн.м³, извлекаемые – 0,48 млн.м³;

свободного газа:

по категории С₁: геологические – 0,70 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 3,50 млн.м³.

В том числе в пределах Контрактной территории ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»:

нефти:

по категории А: геологические – 10,7 тыс.т, извлекаемые – 6,1 тыс.т.;

по категории В: геологические – 62,5 тыс.т, извлекаемые – 21,5 тыс.т.;

по категории С₁: геологические – 291,8 тыс.т, извлекаемые – 107,2 тыс.т.;

по категории С₂: геологические – 155,4 тыс.т, извлекаемые – 60,9 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории А: геологические – 0,14 млн.м³, извлекаемые – 0,08 млн.м³;

по категории В: геологические – 0,69 млн.м³, извлекаемые – 0,25 млн.м³;

по категории С₁: геологические – 3,27 млн.м³, извлекаемые – 1,23 млн.м³;



по категории C_2 : геологические – 1,89 млн.м³; извлекаемые – 0,74 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 4,76 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 2,59 млн.м³.

В таблице 1.8.3.1.1 приведены подсчитанные начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов по месторождению Октябрьское. В целом по месторождению геологические запасы нефти по промышленным категориям $A+B+C_1$ увеличились на 33,6 % (335,4 тыс. т.), геологические запасы растворенного газа по промышленным категориям $A+B+C_1$ увеличились на 31,6 % (3,8 млн. м³). В пределах контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл» геологические запасы нефти по промышленным категориям $A+B+C_1$ увеличились на 22,8% (179,5 тыс. т), геологические запасы растворенного газа по промышленным категориям $A+B+C_1$ увеличились на 21,8% (2,09 млн. м³).

С учетом подсчитанных в настоящей работе запасов в целом по месторождению соотношение начальных геологических запасов нефти промышленных категорий $A+B+C_1$ к запасам категории C_2 составляет 83%/17%.

Таблица 1.8.3.1.1 – Месторождение Октябрьское. Подсчёт начальных запасов нефти и растворённого в нефти газа по состоянию на 02.01.2023 г.

Горизонт	Блок Местоположение	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м2	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщ. пород, тыс. м3	Коэфф-ты, д.ед.			Плотность нефти в поверхн. усл., г/см3	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	КИН, д.ед.	Извл. запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м3/т	Геол. запасы раств. газа, млн. м3	Извл. запасы раств. газа, млн. м3
							пористости	нефте-насыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Аптецкий	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C2	14	2.1	29	0.27	0.58	0.972	0.901	4.0	0.204	0.8	10.53	0.04	0.01
		ВНЗ	C2	4	1.2	5	0.27	0.58	0.972	0.901	0.7	0.204	0.1	10.53	0.01	0.00
		Всего	C2	18		34					4.7		0.9		0.05	0.01
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C2	13	1.2	16	0.27	0.58	0.972	0.901	2.2	0.204	0.4	10.53	0.02	0.00
		ВНЗ	C2	6	1.0	6	0.27	0.58	0.972	0.901	0.8	0.204	0.2	10.53	0.01	0.00
		Всего	C2	19		22					3.0		0.6		0.03	0.00
		Итого по блоку	C2	37		56					7.7		1.5		0.08	0.01
	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C2	13	0.7	9	0.25	0.51	0.972	0.901	1.0	0.204	0.2	10.53	0.01	0.00
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C2	13	2.1	27	0.28	0.45	0.972	0.901	3.0	0.204	0.6	10.53	0.03	0.01
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C2	24	1.3	31	0.28	0.45	0.972	0.901	3.4	0.204	0.7	10.53	0.04	0.01
		Итого по блоку	C2	37		58					6.4		1.3		0.07	0.02

продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Аптский	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»		C2	44		70					8.7		1.7		0.09	0.02
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»		C2	43		53					6.4		1.3		0.07	0.01
	Итого		C2	87		123					15.1		3.0		0.16	0.03
I Неокомский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ГНЗ	В	9	4	36	0.30	0.59	0.972	0.901	5.6	0.272	1.5	10.53	0.06	0.02
		ГНЗ	C1	11	2.5	28	0.30	0.59	0.972	0.901	4.3	0.272	1.2	10.53	0.05	0.01
		ЧНЗ	В	16	3.3	53	0.30	0.59	0.972	0.901	8.2	0.272	2.2	10.53	0.09	0.02
		ЧНЗ	C1	34	4.5	153	0.30	0.59	0.972	0.901	23.7	0.272	6.4	10.53	0.25	0.07
		ВНЗ	В	1	1.8	2	0.30	0.59	0.972	0.901	0.3	0.272	0.1	10.53	0.00	0.00
		ВНЗ	C1	27	2.7	73	0.30	0.59	0.972	0.901	11.3	0.272	3.1	10.53	0.12	0.03
		Всего	В	26		91					14.1		3.8		0.15	0.04
			C1	72		254					39.3		10.7		0.42	0.11
			В+C1	98		345					53.4		14.5		0.57	0.15
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ГНЗ	В	2	4.7	9	0.30	0.59	0.972	0.901	1.4	0.272	0.4	10.53	0.01	0.00
		ГНЗ	C1	20	4.8	96	0.30	0.59	0.972	0.901	14.9	0.272	4.1	10.53	0.16	0.04
		ЧНЗ	В	9	4.1	37	0.30	0.59	0.972	0.901	5.7	0.272	1.6	10.53	0.06	0.02
		ЧНЗ (восток)	C1	10	4.7	47	0.30	0.59	0.972	0.901	7.3	0.272	2.0	10.53	0.08	0.02
		ЧНЗ (запад)	C1	6	3.4	20	0.30	0.59	0.972	0.901	3.1	0.272	0.8	10.53	0.03	0.01
		ВНЗ	В	9	1.6	14	0.30	0.59	0.972	0.901	2.2	0.272	0.6	10.53	0.02	0.01
		ВНЗ (запад)	C1	14	1.8	25	0.30	0.59	0.972	0.901	3.9	0.272	1.1	10.53	0.04	0.01
		ВНЗ (центр)	C1	1	0.5	1	0.30	0.59	0.972	0.901	0.2	0.272	0.1	10.53	0.00	0.00
		ВНЗ (восток)	C1	16	2.4	38	0.30	0.59	0.972	0.901	5.9	0.272	1.6	10.53	0.06	0.02
		Всего	В	20		60					9.3		2.6		0.09	0.03
			C1	67		227					35.3		9.7		0.37	0.10
			В+C1	87		287					44.6		12.3		0.46	0.13



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Некомский	I	Итого по блоку	B	46		151					23.4		6.4		0.24	0.07
			C1	139		481					74.6		20.4		0.79	0.21
			B+C1	185		632					98.0		26.8		1.03	0.28
	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C1	14	6.1	85	0.25	0.59	0.972	0.901	11.0	0.272	3.0	10.53	0.12	0.03
		ЧНЗ	C2	40	3.1	124	0.28	0.59	0.972	0.901	17.9	0.204	3.7	10.53	0.19	0.04
		ВНЗ	C1	50	4.4	220	0.25	0.59	0.972	0.901	28.4	0.272	7.7	10.53	0.30	0.08
		ВНЗ	C2	17	2.5	43	0.28	0.59	0.972	0.901	6.2	0.204	1.3	10.53	0.07	0.01
		Всего	C1	64		305					39.4		10.7		0.42	0.11
			C2	57		167					24.1		5.0		0.26	0.05
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ (восток)	C1	38	2.2	84	0.25	0.59	0.972	0.901	10.9	0.272	3.0	10.53	0.11	0.03
		ВНЗ (запад)	C2	33	1.7	56	0.28	0.59	0.972	0.901	8.1	0.204	1.7	10.53	0.09	0.02
		Всего	C1	38		84					10.9		3.0		0.11	0.03
			C2	33		56					8.1		1.7		0.09	0.02
		Итого по блоку	C1	102		389					50.3		13.7		0.53	0.14
			C2	90		223					32.2		6.7		0.35	0.07
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ГНЗ	C1	4	6.1	24	0.28	0.67	0.972	0.901	3.9	0.272	1.1	10.53	0.04	0.01
		ЧНЗ (запад)	B	50	4.6	230	0.28	0.67	0.972	0.901	37.8	0.272	10.3	10.53	0.40	0.11
		ЧНЗ (восток)	B	20	6.4	128	0.28	0.67	0.972	0.901	21.0	0.272	5.7	10.53	0.22	0.06
		ЧНЗ (запад)	C1	105	4.7	494	0.28	0.67	0.972	0.901	81.2	0.272	22.1	10.53	0.86	0.23
		ВНЗ	B	6	6.5	39	0.28	0.67	0.972	0.901	6.4	0.272	1.7	10.53	0.07	0.02
		ВНЗ (восток)	C1	24	1.8	43	0.28	0.67	0.972	0.901	7.1	0.272	1.9	10.53	0.07	0.02
		ВНЗ (запад)	C1	11	2.4	26	0.28	0.67	0.972	0.901	4.3	0.272	1.2	10.53	0.05	0.01



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Неокомский	III	Всего	B	76		397					65.2		17.7		0.69	0.19
			C1	144		587					96.5		26.3		1.02	0.27
			B+C1	220		984					161.7		44.0		1.71	0.46
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ГНЗ	C1	16	7.1	114	0.28	0.67	0.972	0.901	18.7	0.272	5.1	10.53	0.20	0.05
		ЧНЗ	B	17	10.4	177	0.28	0.67	0.972	0.901	29.1	0.272	7.9	10.53	0.31	0.08
		ЧНЗ (восток)	C1	44	7.3	321	0.28	0.67	0.972	0.901	52.7	0.272	14.3	10.53	0.55	0.15
		ЧНЗ (запад)	C1	45	3.3	149	0.28	0.67	0.972	0.901	24.5	0.272	6.7	10.53	0.26	0.07
		ВНЗ	B	7	8.1	57	0.28	0.67	0.972	0.901	9.4	0.272	2.6	10.53	0.10	0.03
		ВНЗ (запад)	C1	22	2.0	44	0.28	0.67	0.972	0.901	7.2	0.272	2.0	10.53	0.08	0.02
		ВНЗ (центр)	C1	34	3.6	122	0.28	0.67	0.972	0.901	20.0	0.272	5.4	10.53	0.21	0.06
		ВНЗ (восток)	C1	9	0.6	5	0.28	0.67	0.972	0.901	0.8	0.272	0.2	10.53	0.01	0.00
		Всего	B	24		234					38.5		10.5		0.41	0.11
			C1	170		755					123.9		33.7		1.31	0.35
			B+C1	194		989					162.4		44.2		1.72	0.46
		Итого по блоку	B	100		631					103.7		28.2		1.10	0.30
			C1	314		1342					220.4		60.0		2.33	0.62
			B+C1	414		1973					324.1		88.2		3.43	0.92
	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»		B	102		488					79.3		21.5		0.84	0.23
			C1	280		1146					175.2		47.7		1.86	0.49
			B+C1	382		1634					254.5		69.2		2.70	0.72
			C2	57		167					24.1		5.0		0.26	0.05
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»		B	44		294					47.8		13.1		0.50	0.14
			C1	275		1066					170.1		46.4		1.79	0.48
			B+C1	319		1360					217.9		59.5		2.29	0.62
			C2	33		56					8.1		1.7		0.09	0.02



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Неокомский	Итого		B	146		782					127.1		34.6		1.34	0.37
			C1	555		2212					345.3		94.1		3.65	0.97
			B+C1	701		2994					472.4		128.7		4.99	1.34
			C2	90		223					32.2		6.7		0.35	0.07
II Неокомский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C2	2	3.1	6	0.28	0.58	0.971	0.879	0.8	0.204	0.2	11.10	0.01	0.00
		ВНЗ	C2	13	1.2	16	0.28	0.58	0.971	0.879	2.2	0.204	0.4	11.10	0.02	0.00
		Всего	C2	15		22					3.0		0.6		0.03	0.00
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C2	11	2.8	31	0.28	0.58	0.971	0.879	4.3	0.204	0.9	11.10	0.05	0.01
		ВНЗ	C2	15	1.8	27	0.28	0.58	0.971	0.879	3.7	0.204	0.8	11.10	0.04	0.01
		Всего	C2	26		58					8.0		1.7		0.09	0.02
		Итого по блоку	C2	41		80					11.0		2.3		0.12	0.02
	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	B	38	3.3	125	0.26	0.63	0.971	0.879	17.5	0.272	4.8	11.10	0.19	0.05
		ЧНЗ (запад)	C1	27	1.5	41	0.26	0.63	0.971	0.879	5.7	0.272	1.6	11.10	0.06	0.02
		ЧНЗ (восток)	C1	10	4.4	44	0.26	0.63	0.971	0.879	6.2	0.272	1.7	11.10	0.07	0.02
		ЧНЗ	C2	19	4.1	78	0.26	0.63	0.971	0.879	10.9	0.204	2.2	11.10	0.12	0.02
		ВНЗ	C1	2	1.0	2	0.26	0.63	0.971	0.879	0.3	0.272	0.1	11.10	0.00	0.00
		ВНЗ	C2	19	1.4	27	0.26	0.63	0.971	0.879	3.8	0.204	0.8	11.10	0.04	0.01
		Всего	B	38		125					17.5		4.8		0.19	0.05
			C1	39		87					12.2		3.4		0.13	0.04
			B+C1	77		212					29.7		8.2		0.32	0.09
			C2	38		105					14.7		3.0		0.16	0.03



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
II Некомский	II	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C1	39	4.3	168	0.26	0.63	0.971	0.879	23.5	0.272	6.4	11.10	0.26	0.07
		ВНЗ	C1	15	2.4	36	0.26	0.63	0.971	0.879	5.0	0.272	1.4	11.10	0.06	0.02
		Всего	C1	54		204					28.5		7.8		0.32	0.09
		Итого по блоку	B	38		125					17.5		4.8		0.19	0.05
			C1	93		291					40.7		11.2		0.45	0.13
			B+C1	131		416					58.2		16.0		0.64	0.18
			C2	38		105					14.7		3.0		0.16	0.03
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ	C2	4	2.0	8	0.24	0.50	0.971	0.879	0.8	0.204	0.2	11.10	0.01	0.00
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ	C2	15	1.8	27	0.24	0.50	0.971	0.879	2.8	0.204	0.6	11.10	0.03	0.01
		Итого по блоку	C2	19		35					3.6		0.8		0.04	0.01
	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	B		38		125					17.5		4.8		0.19	0.05
		C1		39		87					12.2		3.4		0.13	0.04
		B+C1		77		212					29.7		8.2		0.32	0.09
		C2		57		135					18.5		3.8		0.20	0.03
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	C1		54		204					28.5		7.8		0.32	0.09
		C2		41		85					10.8		2.3		0.12	0.03
	Итого	B		38		125					17.5		4.8		0.19	0.05
		C1		93		291					40.7		11.2		0.45	0.13
		B+C1		131		416					58.2		16.0		0.64	0.18
		C2		98		220					29.3		6.1		0.32	0.06



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Келловейский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ	A	199	13.0	2587	0.28	0.71	0.954	0.880	431.8	0.569	245.7	12.87	5.56	3.16
		ВНЗ (запад)	B	17	7.8	133	0.28	0.71	0.954	0.880	22.2	0.569	12.6	12.87	0.29	0.16
		ВНЗ (восток)	B	14	20.1	281	0.28	0.71	0.954	0.880	46.9	0.569	26.7	12.87	0.60	0.34
		ВНЗ (восток)	C1	11	21.7	239	0.28	0.71	0.954	0.880	39.9	0.569	22.7	12.87	0.51	0.29
		Всего	A	199		2587					431.8		245.7		5.56	3.16
			B	31		414					69.1		39.3		0.89	0.50
			C1	11		239					39.9		22.7		0.51	0.29
			A+B+C1	241		3240					540.8		307.7		6.96	3.95
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ	A	16	4.0	64	0.28	0.71	0.954	0.880	10.7	0.569	6.1	12.87	0.14	0.08
		ВНЗ (восток)	B	12	7.3	88	0.28	0.71	0.954	0.880	14.7	0.569	8.4	12.87	0.19	0.11
		ВНЗ (запад)	C1	18	5.3	95	0.28	0.71	0.954	0.880	15.9	0.569	9.0	12.87	0.20	0.12
		ВНЗ (восток)	C1	14	12.2	171	0.28	0.71	0.954	0.880	28.5	0.569	16.2	12.87	0.37	0.21
		ВНЗ (запад)	C2	26	3.3	86	0.28	0.71	0.954	0.880	14.4	0.427	6.1	12.87	0.19	0.08
		ВНЗ (восток)	C2	13	4.6	60	0.28	0.71	0.954	0.880	10.0	0.427	4.3	12.87	0.13	0.06
		Всего	A	16		64					10.7		6.1		0.14	0.08
			B	12		88					14.7		8.4		0.19	0.11
			C1	32		266					44.4		25.2		0.57	0.33
			A+B+C1	60		418					69.8		39.7		0.90	0.52
			C2	39		146					24.4		10.4		0.32	0.14
		Итого по блоку	A	215		2651					442.5		251.8		5.70	3.24
			B	43		502					83.8		47.7		1.08	0.61
			C1	43		505					84.3		47.9		1.08	0.62
			A+B+C1	301		3658					610.6		347.4		7.86	4.47
			C2	39		146					24.4		10.4		0.32	0.14



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Келловейский	IV-2	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		НВ	C2	9	2.3	21	0.27	0.57	0.954	0.845	2.6	0.427	1.1	12.87	0.03	0.01
	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»		A	199		2587					431.8		245.7		5.56	3.16
			B	31		414					69.1		39.3		0.89	0.50
			C1	11		239					39.9		22.7		0.51	0.29
			A+B+C1	241		3240					540.8		307.7		6.96	3.95
			C2	9		21					2.6		1.1		0.03	0.01
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»		A	16		64					10.7		6.1		0.14	0.08
			B	12		88					14.7		8.4		0.19	0.11
			C1	32		266					44.4		25.2		0.57	0.33
			A+B+C1	60		418					69.8		39.7		0.90	0.52
			C2	39		146					24.4		10.4		0.32	0.14
	Итого		A	215		2651					442.5		251.8		5.70	3.24
			B	43		502					83.8		47.7		1.08	0.61
			C1	43		505					84.3		47.9		1.08	0.62
			A+B+C1	301		3658					610.6		347.4		7.86	4.47
			C2	48		167					27.0		11.5		0.35	0.15
II Келловейский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ	B	13	3.0	39	0.24	0.55	0.953	0.860	4.2	0.569	2.4	12.04	0.05	0.03
		ВНЗ	C1	87	4.1	357	0.24	0.55	0.953	0.860	38.6	0.569	22.0	12.04	0.46	0.26
		ВНЗ	C2	21	3.5	74	0.32	0.59	0.953	0.860	11.5	0.427	4.9	12.04	0.14	0.06
		Итого по блоку		B	13		39				4.2		2.4		0.05	0.03
				C1	87		357				38.6		22.0		0.46	0.26
				B+C1	100		396				42.8		24.4		0.51	0.29
				C2	21		74				11.5		4.9		0.14	0.06



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
II Келловейский	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ (восток)	A	68	11.3	766	0.25	0.52	0.953	0.860	81.6	0.569	46.4	12.04	0.98	0.56
		ВНЗ (запад)	C1	38	2.2	84	0.27	0.47	0.953	0.860	8.7	0.569	5.0	12.04	0.10	0.06
		Итого по блоку	A	68		766					81.6		46.4		0.98	0.56
			C1	38		84					8.7		5.0		0.10	0.06
			A+C1	106		850					90.3		51.4		1.08	0.62
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ	C2	97	5.0	485	0.26	0.54	0.953	0.847	55.0	0.427	23.5	12.04	0.66	0.28
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ (запад)	C2	45	4.0	180	0.26	0.54	0.953	0.847	20.4	0.427	8.7	12.04	0.25	0.10
		ВНЗ (восток)	C2	14	2.9	41	0.26	0.54	0.953	0.847	4.6	0.427	2.0	12.04	0.06	0.02
		Всего	C2	59		221					25.0		10.7		0.31	0.12
		Итого по блоку	C2	156		706					80.0		34.2		0.97	0.40
	IV-1	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C2	28	7.9	221	0.20	0.54	0.953	0.860	19.6	0.427	8.4	12.04	0.24	0.10
		ВНЗ	C2	47	5.4	254	0.20	0.54	0.953	0.860	22.5	0.427	9.6	12.04	0.27	0.12
		Итого по блоку	C2	75		475					42.1		18.0		0.51	0.22
	IV-2	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ	C1	12	6.0	72	0.28	0.60	0.953	0.860	9.9	0.569	5.6	12.04	0.12	0.07
	IV-3	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C2	8	9.2	74	0.21	0.40	0.953	0.845	5.0	0.427	2.1	12.04	0.06	0.03



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
II Келловейский	IV-3	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ (юг)	C1	34	8.4	286	0.21	0.40	0.953	0.845	19.3	0.569	11.0	12.04	0.23	0.13
		ЧНЗ (север)	C1	29	5.6	162	0.21	0.40	0.953	0.845	11.0	0.569	6.3	12.04	0.13	0.08
		ЧНЗ (север)	C2	18	6.9	124	0.21	0.40	0.953	0.845	8.4	0.427	3.6	12.04	0.10	0.04
		ЧНЗ (юг)	C2	16	9.2	147	0.21	0.40	0.953	0.845	9.9	0.427	4.2	12.04	0.12	0.05
		ВНЗ (юг)	C1	23	7.8	179	0.21	0.40	0.953	0.845	12.1	0.569	6.9	12.04	0.15	0.08
		ВНЗ (север)	C1	27	3.5	95	0.21	0.40	0.953	0.845	6.4	0.569	3.6	12.04	0.08	0.04
		ВНЗ (юг)	C2	32	7.5	240	0.21	0.40	0.953	0.845	16.2	0.427	6.9	12.04	0.20	0.08
		ВНЗ (север)	C2	13	1.2	16	0.21	0.40	0.953	0.845	1.1	0.427	0.5	12.04	0.01	0.01
		Всего	C1	113		722					48.8		27.8		0.59	0.33
			C2	79		527					35.6		15.2		0.43	0.18
		Итого по блоку	C1	113		722					48.8		27.8		0.59	0.33
			C2	87		601					40.6		17.3		0.49	0.21
	V	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ	C2	17	2	34	0.20	0.54	0.953	0.860	3.0	0.427	1.3	12.04	0.04	0.02
		Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	A	68		766					81.6		46.4		0.98	0.56
			B	13		39					4.2		2.4		0.05	0.03
			C1	137		513					57.2		32.6		0.68	0.39
			A+B+C1	218		1318					143.0		81.4		1.71	0.98
			C2	126		633					71.5		30.5		0.86	0.37
		Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	C1	113		722					48.8		27.8		0.59	0.33
			C2	230		1257					105.7		45.2		1.29	0.54
		Итого	A	68		766					81.6		46.4		0.98	0.56
			B	13		39					4.2		2.4		0.05	0.03
			C1	250		1235					106.0		60.4		1.27	0.72
			A+B+C1	331		2040					191.8		109.2		2.30	1.31
			C2	356		1890					177.2		75.7		2.15	0.91



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл»			A								513.4		292.1		6.54	3.72
			B								170.1		68.0		1.97	0.81
			C1								284.5		106.4		3.18	1.21
			A+B+C1								968.0		466.5		11.69	5.74
			C2								125.4		42.1		1.44	0.48
Всего по Контрактной территории ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»			A								10.7		6.1		0.14	0.08
			B								62.5		21.5		0.69	0.25
			C1								291.8		107.2		3.27	1.23
			A+B+C1								365.0		134.8		4.10	1.56
			C2								155.4		60.9		1.89	0.74
Итого по месторождению			A								524.1		298.2		6.68	3.80
			B								232.6		89.5		2.66	1.06
			C1								576.3		213.6		6.45	2.44
			A+B+C1								1333.0		601.3		15.79	7.30
			C2								280.8		103.0		3.33	1.22



1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепезопродность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии эксплуатации месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- химическим загрязнением почв, грунтов, подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, технологическими отходами.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- ❖ максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- ❖ технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- ❖ предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- ❖ исключение обводнения месторождения;
- ❖ предотвращение загрязнения подземных вод;
- ❖ сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- ❖ извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- ❖ предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием разработки месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие и нагнетательные скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

Влияние проектируемых работ на недра при выполнении принятых проектных и природоохранных решений можно оценить как:

- ⊕ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- ⊕ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- ⊕ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как ***воздействие высокой значимости*** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:

1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечения качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными документами.

Геодинамический контроль проводится с начала разработки месторождения, т.е. ведется учет добываемой продукции, замеряются устьевые давления, проводятся газодинамические и гидродинамические исследования, замеряются пластовые давления и

проводится оценка текущего энергетического состояния залежи, замеряется пластовая температура.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с разработкой месторождения Октябрьское, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

К основным факторам негативного потенциального воздействия при разработке месторождения Октябрьское на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

- *изъятие земель* для добывающих скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;
- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления и т.д.

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение Октябрьское расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами. Почва территории месторождения в основном сильно засолена и обладает очень низкими запасами гумуса.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднedisперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние проектируемых работ на почвенные ресурсы можно оценить как:

- ✦ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✦ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Отбор проб и изучение состояния почв проводятся согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Согласно «Программе производственного экологического контроля для объектов ТОО «Светланд-Ойл», для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- ❖ нефтепродукты, мг/г;
- ❖ тяжелые металлы (медь, никель, свинец, цинк, кобальт, ртуть).

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами: «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.).

Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

На заложенных СЭП проводятся многолетние наблюдения, комплексно сочетая отбор проб для лабораторных анализов и почвенные исследования. Объективность результатов мониторинга повышается по мере увеличения длительности периода наблюдений, получения новых данных в процессе дальнейшего ведения мониторинга.

В рамках проведения мониторинга почвенного покрова на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» рекомендуем проведение мониторинга почв. Это позволит контролировать содержание загрязняющих веществ.

1.8.5 Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

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

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью

человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки. Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот, а

также лошади и верблюды. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

Мелким рогатым скотом хорошо поедаются полукустарнички, особенно виды полыней. Полынные пастбища используются в весенне-раннелетний и осенне-зимний периоды, что обусловлено сезонным развитием большинства видов полыней. В весенний период у полыней активно развиваются однолетние побеги, летом наблюдается период покоя, а осенью происходит формирование укороченных побегов, цветение и плодоношение.

В позднее осенне-зимнее время поедаются некоторые виды многолетних солянок: прутняк, камфоросма, биюргун, сарсазан.

Хорошими осенне-зимними пастбищами для всех видов скота являются песчаные массивы, благодаря развитию эфемероидной и злаково-полынной растительности.

В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной деятельности, пастбища по всей территории сильно деградированы.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;

- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждениям, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

Влияние проектируемых работ на растительность можно оценить как:

- ✦ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✦ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечают:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном и в годовом отчете по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

1.8.6 Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Виды возможного воздействия на животный мир в районе проектируемых работ могут быть определены следующими факторами:

- механическое воздействие;
- временная или постоянная утрата места обитания;
- химическое загрязнение;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности.

Механическое воздействие на фауну выражается во временной потере мест обитания и кормления травоядных животных и охоты хищных животных вследствие шума, искусственного освещения и физической деятельности людей. Причинами механического воздействия или беспокойства может явиться движение транспорта, возможное погребение флоры и фауны при отсыпке площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия будут носить временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при небрежном обращении с химреагентами, а также в случае аварийного разлива буровых растворов или горюче-смазочных материалов.

Изменение среды обитания под влиянием хозяйственной деятельности людей не должно исключать возможность нормального существования данного вида хотя бы в условиях измененного природного комплекса и вновь возникающих биоценологических связей. В случае нарушения уже одного из указанных моментов создаются условия для постепенного или даже сравнительно быстрого исчезновения вида с территории, или для резкого сокращения его ареала.

Широкое использование современной техники, включая мощные и мобильные транспортные средства, сделало бессмысленным понятие «недоступные участки». Появление такого заметного для зоны пустынь, очень сильного фактора воздействия на природу, как временное население, в силу большого проникновения в пустыню поисковых экспедиций и производственных бригад, существенно отражается на состоянии численности и территориальном распределении ряда видов птиц и пресмыкающихся.

Опасность для орнитофауны представляют линии электропередачи высокого напряжения. На животных вредное влияние оказывает электромагнитное излучение. Шумовое воздействие свыше 25 дБа отпугивает животных и отрицательно сказывается на видовом разнообразии экосистем и сохранности генофонда.

Однако, при безаварийной работе оборудования месторождения и сопутствующих объектов, воздействие для большинства животных будет в основном выражаться в незначительном сокращении их кормовой базы и репродуктивной площади.

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- ✦ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✦ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

В период строительства скважин некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены и с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных при разработке месторождения. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются

определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках не реже 1 раза в год. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенным в Красную Книгу Казахстана.

1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Шум

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Производственные работы на месторождении Октябрьское являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

Допустимые уровни звука согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.1.

Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административнохозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Жилые помещения и помещения медреса	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

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

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

Воздействие оборудования, которое смонтировано на бетонных фундаментах, не будет превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Допустимые уровни вибрации согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. представлены в таблице 1.8.7.1.2.

Таблица 1.8.7.1.2 – Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.

Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее снаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №КР ДСМ-15 от 16.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5(4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10(8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20(16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100(80)

Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на месторождении Октябрьское это: линии электропередач, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала соблюдаются все правила и требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

1.8.7.2 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая (1-8)** – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения на месторождении Октябрьское позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы.

В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны месторождения Октябрьское не ожидается.

1.8.7.3 Характеристика радиационной обстановки в районе работ

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- ❖ исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- ❖ не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- ❖ снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

Согласно «Программе производственного экологического контроля ТОО «Светланд-Ойл» на 2022 год» радиационный мониторинг проводится 1 раз в год.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Октябрьское проводятся радиометрические и радиологические исследования компонентов природной среды, результаты которых позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала разработки месторождения.

Радиационно-дозиметрическое обследование объектов месторождения проводилось в 3 квартале 2022 года специалистами ТОО «ЭкоНорматив».

Наблюдение за радиационным фоном производилось дозиметром-радиометром РСК-01Г СОЛО. Замеры осуществлялись при положении датчика на уровне 0,1 м от обследуемой поверхности, а при движении расстояние от детектора прибора не превышало 0,1-0,5 метра. Продолжительность измерения радиационного фона в фиксированной точке была не менее 30 секунд.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения, в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г., не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

Результаты радиационного мониторинга на месторождении Октябрьское представлены в таблице 1.8.7.3.1.

Таблица 1.8.7.3.1 – Результаты радиационного мониторинга на территории месторождения Октябрьское

Наименование исследуемого объекта	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
Территория месторождения	0,2	0,037-0,069

В результате проведенных исследований в 3 квартале 2022 года было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» составляет от 0,0037 до 0,069 мкЗв/час, что не превышает допустимого значения. В целом, контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл» не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам.

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.9.1 Виды и объемы образования отходов

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» налажена система внутривидового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

В настоящее время компанией разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами для всех этапов проведения работ, проводимых компанией. Согласно этому проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Принципы единой системы управления заключается в следующем:

- раздельный сбор с учетом целесообразного объединения видов отходов по степени и уровню их опасности с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов на месте их сбора;
- хранение отходов в контейнерах (ёмкостях) в соответствии с требуемыми условиями для данного вида отходов. Все емкости для хранения отходов маркируются по степени и уровню опасности.
- сбор и временное хранение организуется на специально оборудованных площадках временного хранения;
- по мере возможности производить вторичное использование отходов.

Компания не осуществляет сбор и переработку отходов от третьих лиц, у компании отсутствует полигон для захоронения отходов, все образуемые отходы временно

складируются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Лимиты накопления отходов на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» на 2023 год согласно Программе управления отходами на месторождении Октябрьское, ПСН Забурунье ТОО «Светланд-Ойл» на 2023-2026 гг. представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Лимиты накопления отходов на 2023 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	362,2647
в том числе отходов производства	0,0	346,8247
отходов потребления	0,0	15,44
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,05162
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,0318
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторные батареи)	0,0	0,0459
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	0,0	3,28105
Промасленные отходы	0,0	0,1988
Антифриз	0,0	0,1144
Песок, загрязненный нефтепродуктами	0,0	30,8
Обессоленные шламы (нефтьшлам)	0,0	2,0619
Осадок бытовых сточных вод	0,0	3,8325
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (тара из-под химреагентов)	0,0	1,2021
Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (тара из-под ЛКМ)	0,0	0,09167
Буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе)	0,0	184,34
Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе)	0,0	114,275

<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО) м/я Октябрьское	0,0	9,68
Смешанные коммунальные отходы (ТБО) (ПСН Забурунье)	0,0	5,76
Опилки и стружка черных металлов (металлолом)	0,0	1,0
Опилки и стружка черных металлов (металлическая стружка)	0,0	2,1436
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,05922735
Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и конденсирования воздуха	0,0	0,01105
Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)	0,0	2,0
Пластмассы и резины (отходы РТИ)	0,0	0,3096
Отработанные шины (отработанные автошины)	0,0	0,9445
Списанное электрическое и электронное оборудование (отработанная оргтехника)	0,0	0,03
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» являются:

Опилки и стружка черных металлов (металлолом)

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов.

Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит **1,5 т/год**. Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Металлическая стружка образуется при работе металлообрабатывающих станков.

Норма образования стружки составляет:

$$N = M \times b, \text{ т/год,}$$

где М - расход металла при металлообработке, т/год;

б - коэффициент образования стружки при металлообработке, б =0,04.

$$N = 5,0 \times 0,04 = \mathbf{0,200 \text{ т/год}}$$

Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)

образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов.

Количество строительных отходов принимается по факту образования и ориентировочно составит **1 т/год**.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Данный вид отхода образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год,}$$

где M_0 – поступающее количество ветоши, 0,3 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масел, $M = 0,12 * M_0$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 * M_0$;

$$M = 0,12 * 0,3 = 0,036$$

$$W = 0,15 * 0,3 = 0,045$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,3 + 0,036 + 0,045 = \mathbf{0,381 \text{ т/год.}}$$

Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие истощения ресурса времени работы.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n – количество работающих ламп (50 шт.);

T – время работы лампы в году (4380 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (6000 час);

Средний вес одной лампы – 215 гр.

$$N = 50 * 4380 / 6000 = 36,5 \text{ шт/год.}$$

Масса отработанных ламп составит **0,008 т/год.**

Отходы сварки (огарки сварочных электродов)

Данные отходы образуются при проведении сварочных работ.

Количество образования огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha, \text{ где:}$$

Мост – фактический расход электродов, - 0,35 т/год;

α – остаток электрода 0,015.

$$N = 0,35 * 0,015 = \mathbf{0,00525 \text{ т/год}}$$

Медицинские препараты (медицинские отходы) образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт.

Количество медицинских отходов определяется по формуле:

$$N_m = N_m * N * n,$$

где: N_m – количество медицинских отходов, т

N_m – норма образования отходов на человека, 0,0001 т;

N – численность работающего персонала, чел;

n – количество посещений медпункта работником в год.

$$N_m = 0,0001 * 84 * 3 = \mathbf{0,0252 \text{ т/год.}}$$

Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО))

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$G = n * q * \rho, \text{ т/год}$$

n – численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел} \cdot \text{год}$;

ρ – плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$.

$$G = 29 * 1,06 * 0,25 = \mathbf{7,685 \text{ т/год}}$$

Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи).

Норма накопления пищевых отходов от столовой составляет - 0,0001 м^3 при средней плотности 0,30 $\text{т}/\text{м}^3$.

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$$M_{n.o} = 0,0001 * m * N * k ;$$

где:

$M_{n.o}$ – количество образования пищевых отходов, т/год;

m – количество человек, посещающих столовую;

N – среднее количество блюд, употребляемых 1 чел. в сутки;

k – количество дней работы столовой в году.

$$M_{n.o} = 0,0001 * 29 * 4 * 365 = \mathbf{4,234 \text{ м}^3/\text{год} = 1,2702 \text{ т/год}}$$

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения Октябрьское вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.2.

Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Октябрьское

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	12,07465
в том числе отходов производства	0,0	4,38965
отходов потребления	0,0	7,685
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,008
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,381
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	7,685
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	0,0	1,2702
Опилки и стружка черных металлов (металлолом)	0,0	1,5
Опилки и стружка черных металлов (металлическая стружка)	0,0	0,2
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,00525
Медицинские препараты (медицинские отходы)	0,0	0,0252
Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)	0,0	1,0
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на строительство оценочной скважины №115 на месторождении Октябрьское» (экологическое разрешение №KZ39VCZ03237258 от 15.05.2023 г.) составит:

- При строительстве скважины (подготовка буровой площадки, при буровых работах буровой установкой ZJ-20 и испытании скважины буровой установкой УПА 60/80, а также при рекультивации буровой площадки) – **307,244238** тонн, из них: буровой шлам – 114,275 т, отработанный буровой раствор – 184,34 т, промасленная ветошь – 0,0318 т, отработанные масла – 2,76055 т, металлолом – 1 т, огарки сварочных электродов – 0,001588 т, тара из-под химреагентов (бумажные мешки) – 0,6496 т, тара из-под химреагентов (полипропиленовые мешки) – 0,28 т, тара из-под химреагентов (пластиковые канистры) – 0,0525 т, тара из-под химреагентов (металлические бочки) – 0,22 т, протекторы обсадных

труб (металлические) – 0,1436 т, протекторы обсадных труб (пластиковые) – 0,3096 т, ТБО – 3,18 т.

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Октябрьское, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» принципами управления отходами.

ТОО «Светланд-Ойл» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

В связи с отсутствием на месторождении собственного полигона для размещения отходов и вывозом всех отходов специализированными фирмами мониторинг воздействия накопителей отходов на состояние компонентов природной среды не предусматривается.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.

Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии. Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения. Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением с отходами. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

ТОО «Светланд-Ойл» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления своевременно (по мере накопления) вывозятся на договорной основе сторонним предприятиям.

Все складированные отходы в период временного хранения не оказывают воздействие на компоненты окружающей среды. При условии выполнения соответствующих норм и правил предприятиями, которым будут передаваться образовавшиеся отходы, их воздействие на окружающую природную среду будет незначительным.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Таким образом, разработанная система управления отходами на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, присваивается категория воздействия **низкой значимости** (1-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система

управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- ❖ I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- ❖ II класс опасности – отходы высокоопасные;
- ❖ III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- ❖ IV класс опасности – отходы малоопасные.
- ❖ V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

1.9.4 Программа управления отходами

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления для ТОО «Светланд-Ойл» была разработана Программа управления отходами на 2023-2026 гг., на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

Основными целями разработки Программы управления отходами являются: достижение установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения; минимизация объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода.

Программа управления отходами призвана уменьшить ущерб, наносимый опасными отходами окружающей среде, улучшить экологическую и санитарно-эпидемиологическую обстановку на самом предприятии, и на этой основе повысить показатели здоровья местного населения, обеспечить достижение качественной динамики роста показателей качества окружающей среды области.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия в целом.

Система управления предусматривает 9 этапов технологического цикла отходов:

1 этап – появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

2 этап – сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

3 этап – идентификация отходов, которая может быть визуальной;

4 этап – сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

5 этап – паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

6 этап – упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

7 этап – складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

8 этап – хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап – утилизация отходов. На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов. Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в пронумерованные контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на

вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами на предприятии также входит:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствования технологических процессов на предприятии;
- сбор и хранение отходов в специальные контейнеры или емкости для временного хранения отходов;
- вывоз отходов на утилизацию/переработку и в места захоронения по разработанным и согласованным графикам;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;
- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии;
- составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы;
- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

В ТОО «Светланд-Ойл» планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация. Основными отходами производства являются ТБО, нефтешлам. Основным количественным показателем является 100 % передача образованных отходов.

Финансовые затраты на реализацию представленной программы и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств ТОО «Светланд-Ойл».

ТОО «Светланд-Ойл» придерживается системы активного снижения негативного влияния размещаемых отходов на окружающую среду и здоровья населения, учитывая внедрение прогрессивных малоотходных технологий, достижений наилучшей науки и практики.

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1 Социально-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики. Социально-экономическая структура Курмангазинского района Атырауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях. Дефицит плодородных земельных ресурсов в области и современное поднятие уровня Каспийского моря обуславливает специфику развития социальной сферы и характер расселения населения.

Курмангазинский район (каз.Құрманғазы ауданы) - район на западе Атырауской области Казахстана, образованный в 1928 году. Административный центр – село Курмангазы. Территория района составляет 20,8 тыс.кв.км. Рельеф территории представляет низменную равнину, почва суглинистая, песчаная. В районе 18 сельских администраций. Основное направление в хозяйствах - овцеводство, разведение эдильбаевской породы овец. Наряду с овцеводством развито полеводство.

2.2 Социально – экономическое положение Атырауской области

Социально-демографические показатели

Численность населения Атырауской области на 1 декабря 2022 г. составила 691,9 тыс. человек, в том числе городского – 381,7 тыс. человек (55,2%), сельского – 310,2 тыс. человек (44,8%).

В январе-ноябре 2022 г. по Атырауской области 118 (в январе-ноябре 2021г.– 143) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с соответствующим периодом 2021 г. число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 17,5%.

В январе-ноябре 2022 г. коэффициент младенческой смертности составил 7,52 (8,36) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых умерло 60 (89) младенца или 50,8% (62,2%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 21 (25) или 17,8% (17,5%).

В январе-ноябре 2022 г. по сравнению с январем-октябрем 2021г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 3,8%, а выбывших из области уменьшилось на 0,7% .

Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 89,6% и 81,6% соответственно.

По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 1911 человек.

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям установленная сумма материального ущерба в целом по области составила 10985758 тыс. тенге (за январь-декабрь 2021г. – 14406543 тыс. тенге), из них 31,6% приходится на правонарушения против собственности (60,1%).

Правоохранительными органами области выявлено 1766 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 2,3% больше, чем в январе-декабре 2021 г.), привлечено к уголовной ответственности 1148 человек, что на 6,8% больше, чем в соответствующем периоде 2021 г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения 9,4% составляли женщины (в январе-декабре 2021г. – 15,1%). На долю лиц, выполняющих государственные функции приходится 1,2% (в январе-декабре 2021 г. – 2,7%). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения составил 21,1% (17,7%).

В среднем по области каждый четырнадцатый, совершивший уголовное правонарушение находился в состоянии алкогольного опьянения, каждый двадцатый – в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших правонарушения, составили безработные – 76,3 (в январе-декабре 2021г. – 73%).

Статистика труда и занятости

В III квартале 2022 г., среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 313758 тенге, что на 22,6% выше, чем в III квартале 2021 г., а реальные денежные доходы за указанный период выросли на 5,2%.

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в III квартале 2022г. составила 229831 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 190695 человек.

В III квартале 2022 г. на предприятия было принято 22357 человек. Выбыло по различным причинам 28610 человек. Отработано одним работником 486,9 часа.

На конец III квартала 2022 г. на предприятиях были не заполнены 5797 вакантных мест (2,5% к численности наемных работников).

В III квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 526848 тенге, на крупных и средних предприятиях – 582561 тенге.

С 1 января 2022г. минимальная заработная плата установлена в размере 60000 тенге.

Статистика цен

В прошедшем месяце повышение цен было отмечено на макаронные изделия на 4,6%, фрукты и овощи - на 3,9%, яйца - на 3,6%, рис - на 2,2%, рыбу и морепродукты - на 1,7%, молочные продукты - на 1,6%, кондитерские изделия - на 1,3%, алкогольные напитки - на 0,7%. Прирост цен на моющие и чистящие средства составил 7,7%, товары личного пользования - 3,4%, фармацевтическую продукцию - 1,3%, одежду и обувь - 0,5%.

Цены на услуги общественного питания на 4,2%, образования - на 0,9%, амбулаторные повысились на - 0,7%. В декабре 2022 г. цены предприятий-производителей повысились на добычу сырой нефти на 3,2%.

Индекс цен на реализованную продукцию сельского хозяйства в декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем составил 99,4%. Индекс цен на яйца куриные составил 97,4%. В декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены приобретения строительными организациями снизились на сталь листовую на 0,7%, гипсокартон - на 0,5%.

В декабре 2022г. повышение цен отмечено на продукцию промежуточного потребления на 2,6%. В декабре 2022г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс тарифов на перевозку грузов всеми видами транспорта составил 100,5%.

Национальная экономика

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство товаров составило 59,8%, производство услуг – 29,4%. Основную долю в производстве ВРП занимает промышленность 51,7%. Преобладающими источниками инвестиций в январе-декабре 2022

г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 2459 млрд. тенге. В январе-декабре 2022 г. по сравнению с 2021 г. наблюдается уменьшение на 6% инвестиционных вложений, направленных на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений. Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2022г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (80%), обрабатывающую промышленность (5,5%), транспорт и складирование (6,8%) и операции с недвижимым имуществом (2,7%). Объем инвестиционных вложений крупных предприятий за январь-декабрь 2022 г. составил 2617,4 млрд. тенге.

Статистика предприятий

С начала года наибольшее количество зарегистрированных юридических лиц сохраняется в оптовой и розничной торговле (включая ремонт автомобилей и мотоциклов), доля которых на 1 января 2023 г. составила 23,5%. На втором месте – строительство (19,4%), на третьем – предоставление прочих видов услуг (10,3%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 53,2% всех зарегистрированных юридических лиц.

Торговля

Объем розничной торговли за январь-декабрь 2022 г. составил 395860,2 млн. тенге, что на 0,2% больше уровня соответствующего периода 2021 г. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 5,4%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках, уменьшилась на 9,1% по сравнению с январем-декабром 2021г. На 1 января 2023г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 34995,7 млн. тенге, в днях торговли – 51 дней. Объем оптовой торговли за январь-декабрь 2022 г. составил 4695946,7 млн. тенге или на 0,9% больше уровня соответствующего периода 2021 г. В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения (95,6%).

Реальный сектор экономики

В январе-декабре 2022 г. промышленной продукции произведено на 13133748 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 12320470 и 672839 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 96587 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 43851 млн. тенге.

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2022 г. составил 133358,8 млн. тенге, в том числе валовая продукция

животноводства – 80620,9 млн. тенге, валовая продукция растениеводства – 49884,6 млн. тенге.

Наибольший объем работ за январь-декабрь 2022 г. выполнен на строительстве промышленных зданий (606,8 млрд. тенге), прочих нежилых зданий (192,3 млрд. тенге), передаточных устройств (170,7 млрд. тенге), автомагистралей, улиц, дорог (52,4 млрд. тенге), прочих сооружений (35,8 млрд. тенге), офисных зданий (31,4 млрд. тенге), здания медицинских организаций (16,2 млрд. тенге).

Объем строительно-монтажных работ в январе-декабре 2022 г. по сравнению с 2021 годом увеличился на 18,7% и составил 1109,5 млрд. тенге. Объем строительных работ по капитальному ремонту по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 37,8%, по текущему ремонту уменьшился на 13,1%.

В январе-декабре 2022г. было закончено строительство 4537 новых зданий, из которых 4424 жилого и 113 нежилого назначения.

Введено в эксплуатацию объектов социально-культурного назначения: общеобразовательных школ – 3; дошкольных организаций – 1; амбулаторно-поликлинических организаций – 2.

В январе-декабре 2022 г. на строительство жилья направлено 77,7 млрд. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 2,6%.

Основным источником финансирования жилищного строительства в январе-декабре 2021г. являются собственные средства застройщиков, удельный вес которых составляет 89%.

В январе-декабре 2022 г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья уменьшилась на 7,8% и составила 830,8 тыс.кв.м, из них в индивидуальных домах – на 15% (551,7 тыс. кв.м.), при этом в многоквартирных домах увеличилась на 19,1% и составила 279,7 тыс. кв.м.

В общем объеме введенного в эксплуатацию жилья доля многоквартирных домов составила 33,7%, индивидуальных – 66,5%.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв.метра общей площади жилья выросли на 27,9%.

Грузооборот за январь-декабрь 2022 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года уменьшился на 14,9%. Наблюдается увеличение грузооборота железнодорожного транспорта за январь-декабрь 2022 г. по сравнению с январем-декабром 2021г. на 9,8%.

Пассажирооборот в январе-декабре 2022 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился на 31,9%. В январе-декабре 2022 г. по сравнению с январем-декабрем 2021г. пассажирооборот на железнодорожном транспорте увеличился на 45,1%.

Увеличение доходов от услуг связи в январе-декабре 2022 г. связано с повышением услуг Интернета и телекоммуникационных прочих услуг, удельный вес которых составил 40,4% и 38,3% от общего объема услуг связи соответственно.

Выпуск продукции (товаров и услуг) субъектами МСП в январе - сентябре 2022 г. составил 3635,7 млрд. тенге.

Численность активно занятых в МСП на 1 октября 2022г. составила 149,3 тыс. человек.

Количество действующих субъектов МСП на 1 января 2023 г., работающих на рынке, составило 63,1 тыс. единиц.

Наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Атырау (70,2%) от общего количества, Жылыойском (11,4%), Курмангазинском (4,3%) районах.

При этом, значительное количество действующих крестьянских (фермерских) хозяйств зафиксировано в г. Атырау (20,4%), Курмангазинском (17,9%) и Махамбетском (15,3%) районах.

Финансовая система

Общая сумма расходов предприятий в III квартале 2022 г. составила 2519538,9 млн. тенге, что выше аналогичного показателя соответствующего периода прошлого года на 9,1%. На 1 октября 2022 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области увеличилось по сравнению с данными на 1 октября 2021г. на 32% и составила 38383,2 млн. тенге.

Социально-экономическое развитие Курмангазинского района

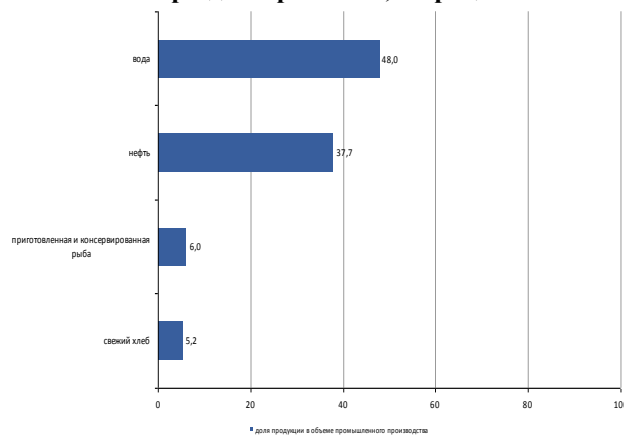
Социальное развитие

• Население, человек (на 01.12.2022 г. *)	• 56110
• Родившиеся, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	• 1185
• Умершие, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	• 396
• Прибыло, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	• 908
• Выбыло, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	• 1664
• Заработная плата, тенге (январь-сентябрь 2022 г.)	• 227201

Реальный сектор экономики

	Январь-декабрь 2022г. к январю-декабрю 2021г., в процентах	Январь-декабрь 2021г. к январю-декабрю 2020г., в процентах
• Промышленность	• 7,7	• 18,4
• Сельское хозяйство	• 01,3	• 01,5
• Строительство	• 42,3	• 69,4
• Розничная торговля	• 00,4	• 01,2

Январь-декабрь 2022г., в процентах



Сельское хозяйство

	Январь-декабрь 2022 г.	В % к соответствующему периоду предыдущего года
Забито в хозяйстве или реализовано на убой скота и птицы (в живом весе), тонн	12951,5	101,0
Надоеено молока коровьего, тонн	12326,0	101,0
Получено яиц куриных, тыс. штук	152,2	100,5

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

В марте 2020 года на территории республики Казахстан были зарегистрированы первые случаи коронавирусной инфекции COVID-19.

По данным межведомственной комиссии (МВК), по состоянию на 25.07.2022 г., в Казахстане число подтвержденных случаев заражения COVID-19 в стране составило 1 333 547 случаев. С начала пандемии от COVID-19 выздоровели 1 301 086 человек, умерло — 13 665 человек.

На 25 июля 2022 года в Казахстане I компонентом провакцинировано 9 545 704 человек, II компонентом 9 326 883 человек.



На 30 января 2023 года лечение от КВИ в Казахстане продолжают получать 1637 человека (1494 КВИ+ и 143 КВИ-), из них в стационарах находится – 111 пациентов, на амбулаторном уровне – 1526 пациента. Из числа заболевших КВИ+ и КВИ- находятся: в тяжелом состоянии – 6 пациента, в состоянии крайней степени тяжести – 1 пациент, на аппарате ИВЛ – 1 пациент.

Для предотвращения распространения заболевания с 16 марта до 11 мая 2020 года в РК был введен режим ЧП.

После снятия режима ЧП были введены карантинные меры, некоторые меры действуют по настоящее время.

В настоящее время тестирование проводится по эпидемиологическим показаниям, с профилактической целью и в рамках эпиднадзора. Согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача лабораторному обследованию подлежат:

- больные и вирусоносители;
- больные ОРВИ, гриппом, пневмониями;
- лица, контактные с больными;
- лица, госпитализируемые в стационары и медико-социальные учреждения;
- медработники;
- призывники.

Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями в январе-декабре 2022 года.

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 1005,52 случаев на 100000 населения, другие уточненные бактериальные кишечные инфекции – 12,91, туберкулез органов дыхания - 53,73, сифилис – 6,45.

За анализируемый период текущего года (январь-декабрь 2022 года) подтверждено 12198 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 218 случаев, когда вирус не идентифицирован (COVID-2019).

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Формирование вариантов при разработке «Проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» основывается на сравнительной технико-эколого - экономической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Октябрьское приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Октябрьское

№	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период, годы	2023-2042	2023-2042	2023-2042	2023-2040	2023-2039	2023-2035
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	142,7	150,6	184,9	137,5	141,7	151,7
3	Суммарная добыча газа, млн.м3	2,0	2,0	2,5	1,9	1,9	2,1
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	136,7	144,3	177,1	131,7	135,7	145,3
5	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	31 013,4	32 860,3	40 590,4	28 645,7	28 996,2	28 115,0
6	Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе:	25 722,3	27 436,5	35 331,1	23 228,8	23 322,7	21 634,2
6.1	НДПИ, млн.тенге	1 067,8	1 131,3	1 397,6	25 722,3	998,3	967,9
6.2	Налог на имущество, млн.тенге	618,4	714,4	986,1	561,9	616,6	668,8
6.3	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	851,7	902,5	1 114,8	786,7	796,4	772,1
6.4	Экспортная таможенная	1 792,0	1 899,6	2 342,2	1 680,1	1 710,4	1 635,4

	пошлина, млн.тенге						
6.5	Рентный налог, млн.тенге	1 447,3	1 543,4	1 925,2	1 237,4	1 208,5	944,8
7	Средние общие затраты на одну тонну продукции, тыс.тенге/тонну	188,1	192,5	206,6	177,1	175,5	161,6
8	Капитальные вложения, млн.тенге	1 121,2	1 552,8	2 876,3	1 121,2	1 552,8	2 876,3
9	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	2 070,5	2 280,1	357,4	2 278,6	2 622,5	2 190,1
10	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	450,8	506,4	531,4	450,8	506,4	531,4
11	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0	99,8
12	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	4 840,3	4 917,4	4 628,0	4 966,1	5 167,1	5 849,5
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	64,3	-17,4	-231,2	93,8	30,5	-53,9
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	13,2	9,6	0,0	13,5	10,6	9,0
15	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	3	4	за пределами периода	3	4	за пределами периода
16	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	6 858,7	7 279,1	9 011,3	6 290,9	6 359,3	6 052,2
17	КИН, %	48,3	49,1	52,7	47,8	48,2	49,3

В период эксплуатации месторождения Октябрьское основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении Октябрьское, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота оксиды, углерода оксид, углеводороды и др.

Полные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Октябрьское приводятся в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.6 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» ОВВ.

Наиболее эффективным (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты) является 2 вариант согласно анализу технико-экономических показателей

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 и 3 вариантам намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Октябрьское по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

3.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта (КП 5.1)

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 3.1.

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 18 лет (2023-2040 гг.);

2 вариант – 17 лет (2023-2039 гг.);

3 вариант – 13 лет (2023-2035 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 137,5 тыс.тонн;

2 вариант – 141,7 тыс.тонн;

3 вариант – 151,7 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи газа за прибыльный период составляет:

1 вариант – 1,9 млн.м3;

2 вариант – 1,9 млн.м3;

3 вариант – 2,1 млн.м3.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 28 645,7 млн.тенге;

2 вариант – 28 996,2 млн.тенге;

3 вариант – 28 115,0 млн.тенге.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 1 121,2 млн.тенге;

2 вариант – 1 552,8 млн.тенге;

3 вариант – 2 876,3 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 23 228,8 млн.тенге;

2 вариант – 23 322,7 млн.тенге;

3 вариант – 21 634,2 млн.тенге.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну добываемых углеводородов за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 177,1 тыс.тенге/тонну;

2 вариант – 175,5 тыс.тенге /тонну;

3 вариант – 161,6 тыс.тенге /тонну.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 13,5%;

2 вариант – 10,6%;

3 вариант – 9,0%.

Значение ВНП по всем вариантам по первому и второму вариантам больше 10%, что говорит об их рентабельности.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 4 966,1 млн.тенге;

2 вариант – 5 167,1 млн.тенге;

3 вариант – 5 849,5 млн.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

1 вариант – 93,8 млн.тенге;

2 вариант – 30,5 млн.тенге;

3 вариант – (-53,9) млн.тенге.



Наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности, при ставке дисконта 10%, приходится по первому варианту. По третьему варианту накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) имеет отрицательное значение.

Суммарные выплаты Государству, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

1 вариант – 6 290,9 млн.тенге;

2 вариант – 6 359,3 млн.тенге;

3 вариант – 6 052,2 млн.тенге.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 47,8%;

2 вариант – 48,2%;

3 вариант – 49,3%.

На основе полученных результатов экономического расчета наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) приходится по первому варианту. Таким образом, первый вариант разработки, с экономической точки зрения является наиболее привлекательным.

Наибольшее значение коэффициента извлечения нефти, за прибыльный период, во втором варианте.

Несмотря на то, что в ТЭО КИ 2023 г. в результате технико-экономического анализа Вариант 1 являлся наиболее оптимальным и эффективным (по Чистой приведенной стоимости), ГКЗ своим решением в качестве рекомендуемого к реализации принял Вариант 2. Обосновывая свое решение тем, что по Варианту 2 спроектировано бурение всех скважин, ранее заложенных к бурению в Анализе разработки 2022 г. Также по Варианту 2 больше КИН и Суммарные выплаты Государству в виде налогов.

В связи с этим, в текущей работе в качестве рекомендуемого к реализации принимается также Вариант 2.

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Октябрьское, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *три расчётных варианта*, отличающиеся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин.

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

Проектный (расчетный) период разработки месторождения Октябрьское по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2023-2040 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2039 гг.
- ✓ 3 вариант разработки – 2023-2035 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Октябрьское по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2023-2040 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2039 гг.
- ✓ 3 вариант разработки – 2023-2035 гг.

4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Для разработки месторождения Октябрьское рассмотрены 3 варианта разработки. Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению.

4.3 Различная последовательность работ

Вариант 1. Данный вариант предусматривает ввод из бурения 2 скважин и перевод 7 добывающих скважин на вышележащий объект (I объект) разработки, вывод одной скважины из ликвидации на I объект, вывод одной скважины из консервации на основной объект (II объект). Также предлагается проведение геолого-технических мероприятий, включающие переводы между объектами, дострел и изоляция продуктивных интервалов. Максимальная годовая добыча нефти за прогнозируемый период достигается в 2025г – 13, 3 тыс.т., темп отбора от НИЗ – 2,8 %.

I объект – неокомский горизонт

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 9 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 70 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 585 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,8 %.

Рентабельный КИН – 0,247 доли ед.

II объект – келловейский горизонт

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 5 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2040 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 391 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2323 тыс.т.

Конечная обводненность – 97,8%.

Рентабельный КИН – 0,571 доли ед.

Всего по месторождению

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 14 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2040 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 463 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2954 тыс.т.

Конечная обводненность – 97,1 %.

Рентабельный КИН – 0,478 доли ед.

Вариант 2 (рекомендуемый). Данный вариант предусматривает ввод из бурения 3 скважин и перевод 7 добывающих скважин на вышележащий объект (I объект) разработки, вывод одной скважины из ликвидации на I объект, вывод одной скважины из консервации на основной объект (II объект). Также предлагается проведение геолого-технических мероприятия, включающие переводы между объектами, дострел и изоляция продуктивных интервалов. Максимальная годовая добыча нефти за прогнозируемый период достигается в 2025г – 13,9 тыс.т., темп отбора от НИЗ – 3,0 %.

I объект – неокомский горизонт

Фонд добывающих скважин – 10 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 77 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 679 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,9 %.

Рентабельный КИН – 0,272 доли ед.

II объект – келловейский горизонт

Фонд добывающих скважин – 5 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период 389 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2279 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,9 %.

Рентабельный КИН – 0,569 доли ед.

Всего по месторождению

Фонд добывающих скважин – 15 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 467 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2958 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,5 %.

Рентабельный КИН – 0,482 доли ед.

Вариант 3 – предусматривает бурение 6 добывающих скважин и перевод 7 добывающих скважин на вышележащий объект (I объект) разработки, вывод одной скважины из ликвидации на I объект, вывод одной скважины из консервации на основной объект и перевод под нагнетание 1 скважин после отработки на нефть (II объект). Максимальная годовая добыча нефти за прогнозируемый период достигается в 2025г – 17,5 тыс.т., темп отбора от НИЗ – 3,7%.

I объект – неокомский горизонт

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 11 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2035 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 77 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 579 тыс.т.

Конечная обводненность – 94,5 %.

Рентабельный КИН – 0,270 доли ед.

II объект – келловейский горизонт

Фонд добывающих скважин – 6 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2035 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период 400 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2302 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,9 %.

Рентабельный КИН – 0,585 доли ед.

Всего по месторождению

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 17 единиц.



Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2035 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 477 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2881 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,3 %.

Рентабельный КИН – 0,493 доли ед.

4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин на месторождении Октябрьское для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в единую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией.
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Для реализации рассматриваемого варианта разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

В объем капитальных вложений включаются также затраты на энергоснабжения. Оценка капитальных вложений основывается на технологических показателях разработки – максимальная добыча нефти, газа, объем закачиваемого агента (воды) в систему ППД.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбор и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения «Проекта обустройства».

4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

В период реализации проекта предусматривается бурение и ввод в эксплуатацию добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки:

- ✓ 1 вариант разработки – 2024-2025 гг., количество скважин – 2 ед.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2024-2025 гг., количество скважин – 3 ед.
- ✓ 3 вариант разработки – 2023-2025 гг., количество скважин – 6 ед.

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с отдельным Техническим проектом на бурение скважин.

4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Курмангазы в 80 км к юго-западу и Зинеден (Забурунъе) в 35 км к северо-востоку, а также железнодорожная станция Исатай, находящаяся в 29 км от месторождения. Областной центр город Атырау находится на расстоянии 230 км к северо-востоку. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющих на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Проектируемые работы будут осуществляться на территории участка недр Октябрьское. Недропользователем месторождения Октябрьское является ТОО «Светланд-Ойл», имеющее Государственную Лицензию №291 от 27.03.1996 г. серии МГ и Контракт №82 от 05.12.1997 г. с Компетентным органом (Агентством РК по инвестициям) на проведение добычи углеводородного сырья сроком на 25 лет.

В соответствии с пунктом 10 статьи 120 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» было проведено продление Контракта № 4882-УВС МЭ на добычу углеводородов на месторождении Октябрьское, в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан 25 декабря 2020 г. Срок действия Контракта продлен на 5 лет и истекает 27 марта 2026 г.

Месторождения разрабатывалось согласно проекту «Уточненная технологическая схема разработки...», утвержденный ЦКРР РК (протокол №40 от 17.11.2006 г.) и выполненный на основе отчета «Подсчет запасов нефти и газа...» (Протокол ГКЗ №325-04-У от 12.07.2004 г.).

В 2009 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Октябрьское», где были уточнены показатели разработки на 2009 - 2012 гг.

В 2012 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.01.2012 г.», и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК протоколом №418 от 18.07.2012 г., где были утверждены технологические показатели на период 2012 - 2014 гг.

В 2015 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 02.01.2015 г. (Протокол ГКЗ РК №1612-15-У от 03.11.2015 г.).

В 2015 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Октябрьское», утвержденный МИР РК Комитетом геологии и недропользования Протоколом №27-5-122-И от 19.01.2016г., в рамках которого были утверждены уточненные показатели на 2015 - 2017 гг.

В 2016 г. выполнен «Проект горного отвода месторождения Октябрьское» с целью изменения контура и глубины Горного отвода. Согласно данному отчету, на основании решения Компетентного органа Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол № 10/МЭ РК от 24 июня 2016 года), РЦГИ «Казгеоинформ» выдал ТОО «Светланд-Ойл»

расширенный горный отвод с площадью 0,62 км². При этом глубина горного отвода изменена до минус 1040 м.

Согласно письму №08-03/6671 от 14.03.2016 г. расширение Горного отвода проводилось соответствии пункта 4 статьи 70 Закона «О недрах и недропользовании», где расширение не должно превышать по размерам пятидесяти процентов от контрактной территории недропользователя.

В 2017 г. выполнен прирост запасов нефти и газа за счет расширения горного отвода, согласно выполненному отчету «Перераспределение запасов нефти и газа месторождение Октябрьское в пределах горного отвода № 261 Д-УВС от 16.11.2016 года» (Протокол №1809-17-У).

В период реализации «Анализа разработки...» недропользователь расширил границы горного отвода увеличил площадь нефтеносности и свои запасы нефти и газа, уточнял геологическое строение месторождения и его геолого-физические характеристики, проанализировал текущее состояние разработки эксплуатационных объектов, оценил состояние и степень выработанности запасов нефти по эксплуатационным объектам, определил эффективность проводимых на месторождении мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки, а так же мероприятия по доразведке продуктивных горизонтов, имеющих запасы непромышленной категории.

В протоколе ЦКРР РК №66/40 о рассмотрении отчета «Анализ разработки месторождения Октябрьское» от 21.12.2015 г. (письмо КомГео от 19.01.2016 г.) было рекомендовано составление нового проектного документа. Однако по причине высокой выработанности извлекаемых запасов в целом по месторождению, в особенности по II объекту разработки (84,6%), которая указывает на неоцененность запасов нефти, составление нового полноценного проектного документа на тот момент не представлялось возможным.

В 2017 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Октябрьское» по состоянию на 01.06.2017 г., рассмотренный и утверждённый ЦКРР РК (протокол №87/25 от 28.07.2017г.), в котором были уточнены технологические показатели на 2017 - 2019 гг.

В 2019 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское по состоянию на 02.01.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2117-19-У от 20.11.2019 г.) на основании договора №50 от 19.02.2019 г. между ТОО «Светланд-Ойл» и ТОО «Timal Consulting Group».

В 2019 г. был составлен «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2019 г. », который утвержден ЦКРР РК (протокол № 1/2 от 24.06.2020 г.). Выделено 2 эксплуатационных объектов: I объект (возвратный) - неокомский горизонт; II объект - I-II келловейские горизонты.

По рекомендуемому варианту предусматривалось бурение 1 добывающей скважины (112) в 2021 г. Ввод скважины 103 на I объект путем проведения изоляции обводненных интервалов и ввод из консервации скважины 111. Предусмотрен вывод из консервации путем перевода 1 скважины (104) на II объект. Также предусматривался перевод одной добывающей скважины (107) с I на II объект и перевод 2 скважин (100, 105) со II на I объект. Также предусмотрены мероприятия по дострелу продуктивных интервалов в 2 скважинах (101, 102) и изоляция обводненных интервалов в скважине 100. Система ППД осуществляется действующей нагнетательной скважиной 106 на II объекте.

В 2021 г. ТОО «Тат-Арка» проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д общим объемом 10,48 км², ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») составлен отчет «О результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл» на месторождении Октябрьское».

В «Авторском надзоре за реализацией проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.01.2021 г.» с учетом того, что Недропользователем была выполнена 3Д сейсмика (в 2021 г.), которая на дату составления отчета находилась на стадии интерпретации, а также с учетом данных испытания скважины 116, было рекомендовано составить Анализ разработки месторождения с уточнением местоположения проектной скважины 112.

В 2022 г. выполнен и утвержден отчет «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022 г.», где уточнены технологические показатели разработки и приняты на 2022-2023 гг. (протокол ЦКРР РК №34/11 от 24.11.2022 г.).

В 2023 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» (Протокол ГКЗ №2601-23-У от 05.10.23 г.) на основании договора №197 от 06.06.2022 г. между ТОО «Светланд-Ойл» и АО «НИПИнефтегаз».

На месторождении Октябрьское, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *три расчётных варианта*, отличающиеся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем 3-м рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки является наиболее эффективным** (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты).

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 2 вариант разработки и принятые проектные решения.

5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

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

Настоящий «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых». При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

В 2023 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» (Протокол ГКЗ №2601-23-У от 05.10.23 г.) на основании договора №197 от 06.06.2022 г. между ТОО «Светланд-Ойл» и АО «НИПИнефтегаз».

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Месторождение Октябрьское по административному делению входит в состав Курмангазинского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Ганюшкино в 80 км к юго-западу и Забурунье в 35 км к северо-востоку. Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 230 км к северо-востоку. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам.

Источниками водоснабжения на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» являются:

- техническая вода - по договору с подрядной организацией;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая - привозная бутилированная вода по договору.

Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Безопасность и качество воды бутилированной питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как месторождение Октябрьское находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Курмангазы в 80 км к юго-западу и Зинеден (Забурунье) в 35 км к северо-востоку, а также железнодорожная станция Исатай, находящаяся в 29 км от месторождения. Областной центр город Атырау находится на расстоянии 230 км к северо-востоку. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань, которая в настоящее время находится на реконструкции. В орографическом отношении площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Октябрьское не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- ✓ выявление и изучение заинтересованных сторон;
- ✓ консультации с заинтересованными сторонами;
- ✓ переговоры;
- ✓ процедуры урегулирования конфликтов;
- ✓ отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- ✓ конкуренция за рабочие места;
- ✓ диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- ✓ внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- ✓ преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- ✓ несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- ✓ опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

6.2 Биоразнообразие

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серобурыми солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация

земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах Прикаспийского гидрогеологического района, приуроченного к одноименной впадине. В целом гидрогеологические условия характеризуются застойным гидрогеологическим режимом. Среди них встречаются грунтовые и напорные воды, заключенные в слабо-водообильные водоносные горизонты и комплексы, по качеству преимущественно высокоминерализованные.

Подземные воды залегают в виде линз в самых верхних частях геологического разреза в четвертичных отложениях, водоносные горизонты и комплексы, по качеству преимущественно высокоминерализованные.

В настоящее время достаточно полно изучен верхний гидрогеологический этаж. По характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород выделяются водоносные комплексы следующих отложений: четвертичных, неогеновых, верхнемеловых (без сеноманских), сеноман-альбских, апт-неокомских, верхнеюрских, средне- и нижнеюрских, триас- пермских, кунгурских, подсолевых-нижнепермских, каменноугольных и более древних пород фундамента.

В четвертичных отложениях водоносные горизонты различного возраста и генезиса не имеют между собой выдержанных водоупоров и представляют единую водоносную систему.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Технический проект на строительство скважин должен предусмотреть безамбарную технологию бурения.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:



- при строительстве буровых площадок;
- при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора). В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

Территория месторождения Октябрьское не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Октябрьское не выявлены.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Октябрьское на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

-  Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- ✚ Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- ✚ Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- ✚ При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия.

	воздействие. Иссущение.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Октябрьское (500 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 33 ед., из них неорганизованных – 20 ед., организованных – 13 ед.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены *по всем 3-м рассматриваемым вариантам*, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальной добычей нефти за весь период разработки, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

- *1 вариант разработки* - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (13,3 тыс.т), газа (0,20 млн.м³), фонд добывающих скважин (12 ед.); на **2028 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (9,6 тыс.т), газа (0,13 млн.м³), фонд добывающих скважин (14);
- *2 вариант разработки (рекомендуемый)* - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (13,9 тыс.т), газа (0,20 млн.м³), фонд добывающих скважин (13 ед.); на **2028 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (10,2 тыс.т), газа (0,13 млн.м³), фонд добывающих скважин (15 ед.);
- *3 вариант разработки* - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (17,5 тыс.т), газа (0,26

млн.м³), фонд добывающих скважин (16 ед.), на **2028 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (13,0 тыс.т), газа (0,17 млн.м³), фонд добывающих скважин (18 ед.)

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 15,6664 т/год;
- ✓ 2028 год – 12,9060 т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2025 год – 16,2027 т/год;
- ✓ 2028 год – 13,4410 т/год.

❖ **3 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 19,7216 т/год;
- ✓ 2028 год – 16,2087 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных С₁-С₅, смесь углеводородов предельных С₆-С₁₀, смесь углеводородов предельных С₁₂-С₁₉, углерода оксид, азота диоксид, метан и углерод (сажа).

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Октябрьское превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

ТОО «Светланд-Ойл» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

Все отходы временно складировются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- ✓ «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;
- ✓ «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;
- ✓ «Типовые правила расчета норм образования и накопления коммунальных отходов». Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 сентября 2021 года № 347.

Таблица 9.1– Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Октябрьское

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	12,07465
в том числе отходов производства	0,0	4,38965
отходов потребления	0,0	7,685
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,008
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,381
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	7,685
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	0,0	1,2702
Опилки и стружка черных металлов (металлолом)	0,0	1,5
Опилки и стружка черных металлов (металлическая стружка)	0,0	0,2
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,00525
Медицинские препараты (медицинские отходы)	0,0	0,0252
Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)	0,0	1,0
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» не предусмотрено.

11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения Октябрьское требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения Октябрьское можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды - всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;



- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

Степень риска для каждого объекта месторождения зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу углеводородного сырья и выбросу в атмосферу природного и попутного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефтепродуктов не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- ❖ неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;



- ❖ осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- ❖ естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для окружающей среды при разработке месторождения Октябрьское, связаны, как правило, со следующими процессами:

- ❖ выброс газа при разгерметизации технологического оборудования;
- ❖ неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- ❖ разливы химических реагентов и жидкостей;
- ❖ разлив углеводородной жидкости при транспортировке;
- ❖ аварии трубопроводных систем (коррозия и дефекты трубопроводов).

При аварийных разливах химреагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации скважин предусматриваются системы противовыбросового оборудования и другого оборудования, запорной арматуры, способной удерживать давление.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль над ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Строгое соблюдение проектных решений, применение современных технологий и трудовая дисциплина на рассматриваемом этапе разработки месторождения Октябрьское, позволят судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

При эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространения сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефтепродуктов и конденсата;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий



Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- ❖ меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- ❖ меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания ТОО «Светланд-Ойл» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. Специалисты компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- ✓ положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;



- ✓ план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- ✓ разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- ✓ разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- ✓ перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- ✓ программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- ✓ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ✓ использование новейших природосберегающих технологий;
- ✓ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ✓ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении Октябрьское, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период пробной эксплуатации месторождения.

11.4 Безопасность жизнедеятельности

11.4.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по

типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала.

Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системы охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;
- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противопожарное предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья Атырауской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Атырауской области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

ТОО «Светланд-Ойл» ежегодно разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране атмосферного воздуха. Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2023-2026 гг. для ТОО «Светланд-Ойл», на месторождении Октябрьское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране атмосферного воздуха:

- ✓ проведение профилактических работ по оборудованию с целью его поддержания в технической исправности при работе;
- ✓ выполнение мониторинга за состоянием атмосферного воздуха в рамках производственного экологического контроля.

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений на месторождении Октябрьское предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутривидеородах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;

- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении Октябрьское являются:

- ❖ пыльные бури;
- ❖ штормовой ветер;
- ❖ штиль;



- ❖ температурная инверсия;
- ❖ высокая относительная влажность (выше 70 %).

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

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

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;

- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

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

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

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

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

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2023-2026 гг. для ТОО «Светланд-Ойл», компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- организация рациональной системы водопотребления;
- ведение мониторинга за состоянием подземных вод.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;

- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2023-2026 гг. для ТОО «Светланд-Ойл», на месторождении Октябрьское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране недр:

- ✓ ведение мониторинга за состоянием подземных вод

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

- ❖ внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- ❖ инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- ❖ работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- ❖ конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин,

герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- ❖ обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- ❖ обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- ❖ обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- ❖ использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- ❖ предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- ❖ обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- ❖ выполнение противокоррозионных мероприятий;
- ❖ предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- ❖ проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2023-2026 гг. для ТОО «Светланд-Ойл», на месторождении Октябрьское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране земель:

- ✓ проведение производственного экологического контроля по почвам, с целью выявления загрязненных участков ;
- ✓ рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных земель в результате антропогенной деятельности.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении Октябрьское необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов –

отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35 °С, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2023-2026 гг. для ТОО «Светланд-Ойл», компанией выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране растительного мира:

- ✓ озеленение объектов месторождения (посадка деревьев).

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.

12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Октябрьское можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления ТОО «Светланд-Ойл» включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;

- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2023-2026 гг. для ТОО «Светланд-Ойл», на месторождении Октябрьское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по обращению с отходами:

- ✓ сбор отходов в специально отведенные места, контейнеры с последующей их передачей специализированным организациям. Вывоз сформированных отходов;
- ✓ раздельный сбор отходов (бумага).

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противозидемических мероприятий;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц,

школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения Октябрьское надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 17.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Октябрьское сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при разработке месторождения Октябрьское

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Итого:	-	-	-	Средняя (19,75)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений разработки месторождения Октябрьское составляет 19,75 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения

в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Октябрьское при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при разработке месторождения Октябрьское представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Октябрьское надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений на м. Октябрьское

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
<i>Социальная сфера</i>								
Трудовая занятость	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Памятники истории и культуры	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+7	Среднее положительное
<i>Экономическая сфера</i>								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Слабое (+2)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Транспорт	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Умеренное (-3)	-9	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+12	Высокое положительное

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, в том числе:

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- временное накопление отходов только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 17.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения

загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 17.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 17.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2		
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4	28-64	Воздействие высокой значимости

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

17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 17.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

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

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2.2.

Таблица 17.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400-VI от 02.01.2021 г.
2. Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 18.09.2009 № 193-IV.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V;
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003.
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003.
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II.
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г.
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды. Приказ МООС РК от 24.04.07 г. № 119-п;
12. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
13. «Методика по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами» утвержден приказом Министра ООС от 24.02.2004 г. №61-П;
14. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», Самара, 2000.
15. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
16. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
17. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
18. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому



водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения РК от 20.02.2023 №26.

19. Рекомендации Института сейсмологии Республики Казахстан, п.5. «Временные требования к инженерно-геологической изученности месторождения с целью сохранения среды обитания и геологической среды», утвержденные ГКЗ РК от 12.06.95 г.
20. «Классификатор отходов», утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06.08.2021 г. № 314.
21. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
22. «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 года.
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № ҚР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 года.
24. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г.
25. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра национальной экономики РК от 02.08.2022 г. №. ҚР ДСМ-71.
26. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №ҚР ДСМ-13 от 11.02.2022 г.
27. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г.
28. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
29. Методические указания по ведению оперативного мониторинга земель РК (Госкомзем, Алматы, 1995 г.).
30. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.



31. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
32. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
33. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
34. Статистические данные по Атырауской области.
35. Программа производственного экологического контроля ТОО «Светланд-Ойл» на 2023 год.
36. Отчет по производственному экологическому контролю и мониторингу ТОО «Светланд-Ойл» за 1 квартал 2023 года.
37. Программа управления отходами ТОО «Светланд-Ойл» на 2023-2026 годы.
38. План мероприятий по охране окружающей среды для ТОО «Светланд-Ойл» на 2023-2026 годы.
39. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения ТОО «Светланд-Ойл» на 2023-2026 годы (корректировка)
40. Программа развития переработки сырого газа месторождения Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» на период 2023-2025 годы.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение 1 – Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух
2. Приложение 2 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
3. Приложение 3 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний
4. Приложение 4 - Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование
5. Приложение 5 – Горный отвод месторождения Октябрьское



ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

1 вариант разработки 2025 г.

Источник №0001, 0002 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	80		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	5786		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P ₃₈	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_n^{max} * V_n^{max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с	0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,66 / 10000		0,088218 0,063976 0,023643 0,000309 0,000194 0,000097
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _n ^{max}	м ³ /ч			0,66
2.6	$G = 0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_n^{max} * K_p^{min}) * K_p^{cp} * K_{сб} * B / 10^7 * \rho_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294 * 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 6650,0 10000000*0,97		1,8827 1,364170 0,504551 0,006589 0,004142 0,002071
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_n^{max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,000183 0,0234

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0003-0006 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	60		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	2893		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зв}	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0.163 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_{\text{в}} \cdot V_{\text{ч}}^{\max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с		0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,33 / 10000	0,044109 0,031988 0,011821 0,000154 0,000097 0,000049
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _т ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _в				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _ч ^{max}	м ³ /ч			0,33
2.6	$G = 0.294 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_{\text{в}} + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{cp}} \cdot K_{0,6} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{\text{ж}}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294	* 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 3325,0 10000000*0,97	0,941326 0,682085 0,252275 0,003295 0,002071 0,001035
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _т ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{0,6}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_{\text{ч}}^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,000092
		w	м/с			0,0117

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 4 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007-0009-Котел паровой для подогрева нефти												
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет							Результат
1	2	3	4	5	6							7
1	Исходные данные:											
1.1.	Количество		шт.	1								
1.2	Расход газа	B	тонн	42,6								
1.3	Время работы	B	г/с	1,35								
			час	8760								
2	Расчет:											
	Количество выбросов:											
2.1	Оксид углерода											
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q'_1$, где		кг/т	0,65	*	0,5	*	42,75			13,89	
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3	%								0,5	
	Коэф.учитывающий долю потери теплоты	R									0,65	
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q'_1	МДж/кг								42,75	
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4									0	
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	*	13,89	*	42,60	*	(1-0/ 100)	0,59187	
		P_{co}	г/с	0,0010	*	13,89	*	1,35	*	(1-0/ 100)	0,01877	
2.2	Оксиды азота и диоксида азота											
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q'_1 \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$											
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOx}	кг/Дж								0,08	
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β									0	
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P_{NO}	т/год	0,001	*	42,60	*	42,75	*	0,08	0,13	
		P_{NO}	г/с	0,001	*	1,35	*	42,75	*	0,08	0,13	
		P_{NO2}	т/год	0,001	*	42,60	*	42,75	*	0,08	0,8	
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	1,35	*	42,75	*	0,08	0,8	
2.3	Диоксид серы											
	$P_{SO2}=0.02 \cdot B \cdot Sr \cdot (1-h'_{SO2}) \cdot (1-h''_{SO2})$	P_{SO2}	т/год	0,02	*	42,60	*	0,3	*	(1-0.02)	0,25049	
		P_{SO2}	г/с	0,020	*	1,35	*	0,3	*	(1-0.02)	0,00794	
	Содержание серы в топливе	Sr									0,3	
	Доля оксидов серы, связываемыхлетучей золой топлива	h'_{SO2}									0,02	
	Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	h''_{SO2}									0	
2.4	Сажа											
	$P_{сажа} = B \cdot Ar \cdot x \cdot (1-h)$	$P_{сажа}$	т/год	42,6	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,01065	
		$P_{сажа}$	г/с	1,35	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,00034	
	Зольность топлива на рабочую массу	Ar									0,025	
	Коэффициентзависящий от типа топки	x									0,01	
	Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	h									0	
Расчет выполнен на 1 котел. Всего 3 ед.												
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года												



Источник №0010-0013 - Стояк налива нефти в автоцистерны									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Количество нефти					Годовые выбросы загрязняющих веществ				
закачиваемого в емкость в		B _{оз}	1662,5	т	в атмосферу:				
осенне-зимний период года					G т/год=(Y _{оз} *B _{оз} +Y _{вл} *B _{вл})*K _p ^{max} /1000000				
Количество нефти					Максимально-разовый выброс:				
закачиваемого в емкость в		B _{вл}	1662,5	т	M=C ₁ *K _p ^{max} *V _ч ^{max} /3600				
весенне-летний период года									
Диаметр трубы		0,1	м						
Расчетные показатели:									
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1			
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V _ч ^{max}	16	м ³ /час		
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	5,4	г/м ³		
Средние удельные выбросы из резервуаров в осенне-зимний и					Y _{оз}	4	г/т		
весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{вл}	4			
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара									
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,02400	г/с			
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,01330	т/год			
Наименование ЗВ					Масс.сод.		Количество выбросов		
					C _i , % масс.		г/с	т/год	
Углеводороды C1-C5					72,52		0,01740	0,00965	
Углеводороды C6-C10					26,8		0,00643	0,00356	
бензол					0,35		0,000084	0,00005	
толуол					0,22		0,000053	0,000029	
ксилол					0,11		0,000026	0,000015	
Объем выбросов всего							Средняя скорость		
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с	0,0044				газовоздушной смеси	м/с	0,5662
							w=(4*V)/(3,14*d ²)		
Расчет выполнен на 1 ед. Всего 4 ед.									
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.									



Источник №6001 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		26,683000
		г/с		0,026683
		т/год		0,841475
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,019351
		т/год		0,610238
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,007151
		т/год		0,225515
бензол	0,35	г/с		0,000093
		т/год		0,002945
толуол	0,22	г/с		0,000059
		т/год		0,001851
ксилол	0,11	г/с		0,000029
		т/год		0,000926
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		34,523800
углеводороды C1-C5		г/с		0,034524
		т/год		1,088743

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.



Источник №6002 - Площадка нефтегазосепаратора

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м ³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1000 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,1563
	Всего	г/с		0,156 *1000 / 3600		0,0434
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,03149
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,01164
	бензол	%	0,35			0,00015
	толуол	%	0,22			0,00010
	ксилол	%	0,11			0,00005
	Всего	г/год		0,0434 /1000000 * 3600* 8760		1,3693
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,99305
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,36698
	бензол	%	0,35			0,00479
	толуол	%	0,22			0,00301
	ксилол	%	0,11			0,00151

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6003 - Площадка насосов

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2.1	2. Расчет:					
	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 1 / 3,6$	0,005556
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52		0,004029
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8		0,001489
	бензол		%	0,35		0,000019
	толуол		%	0,22		0,000012
	ксилол		%	0,11		0,000006
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 1 * 8760,0 * 0,001$	0,175200
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52		0,127055
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8		0,046954
	бензол			0,35		0,000613
	толуол			0,22		0,000385
	ксилол			0,11		0,000193
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6004 - блок дозирования реагента					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина	Площадка скважины	утечки
Исходные данные:					
Расчетная величина утечки:					
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61		
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11		
Количество зап.-регул. арматуры		шт			3
Количество фланцевых соединений		шт			6
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с			3,985950
алканы C12-19 (углеводороды C12-19)		г/с			0,003986
		т/год			0,125701
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.					

Источник №6005, 6006 - Площадка дренажных емкостей

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K \partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	1,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,61		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(700 * 1,5 /1011) ^{0,8} / 0,61		0,0068
	Всего	г/с		0,007 *1000 / 3600		0,00188
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,001362
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,000503
	бензол	%	0,35			0,000007
	толуол	%	0,22			0,000004
	ксилол	%	0,11			0,000002
	Всего	т/год		0,0019 /1000000 * 3600* 8760		0,0592
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,042938
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,015868
	бензол	%	0,35			0,000207
	толуол	%	0,22			0,000130
	ксилол	%	0,11			0,000065

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6007 - Площадка насосов										
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
	1. Исходные данные:									
1.1	Количество насосов	п	шт	1						
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0						
	2. Расчет:									
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:									
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02 *	1 /	3,6			0,0056
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,00403
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,00149
	бензол		%	0,35						0,00002
	толуол		%	0,22						0,00001
	ксилол		%	0,11						0,000006
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,02 *	1 *	8760,0	*	0,001	0,17520
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,12706
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,04695
	бензол			0,35						0,00061
	толуол			0,22						0,00039
	ксилол			0,11						0,00019
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02						
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года										



Источник №№6008-6019 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
Расчет на 1 скважину:				
Нефть:				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		2,668300
		г/с		0,002668
		т/год		0,084148
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,001935
		т/год		0,061024
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,000715
		т/год		0,022552
бензол	0,35	г/с		0,000009
		т/год		0,000295
толуол	0,22	г/с		0,000006
		т/год		0,000185
ксилол	0,11	г/с		0,000003
		т/год		0,000093
Газ:				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		3,452380
углеводороды C1-C5		г/с		0,003452
		т/год		0,108874
Расчет на 12 скважин:				
Нефть:				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		32,019600
		г/с		0,032020
		т/год		1,009770
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,023221
		т/год		0,732285
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,008581
		т/год		0,270618
бензол	0,35	г/с		0,000112
		т/год		0,003534
толуол	0,22	г/с		0,000070
		т/год		0,002221
ксилол	0,11	г/с		0,000035
		т/год		0,001111
Газ:				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		41,428560
углеводороды C1-C5		г/с		0,041429
		т/год		1,306491

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.



1 вариант разработки 2028 г.

Источник №0001, 0002 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	80		
1.2	Количество нефти в резервуре	B	м ³	4176		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: M=0.163*P ₃₈ *π*K _t ^{max} *K _p ^{max} *K _n *V _n ^{max} /10 ⁴ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M % % % % %	г/с 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,48 / 10000	0,063676 0,046178 0,017065 0,000223 0,000140 0,000070	
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _n ^{max}	м ³ /ч			0,48
2.6	G=0.294*P ₃₈ *π*(K _t ^{max} *K _n +K _t ^{min})*K _p ^{cp} *K _{об} *B/10 ⁷ *ρ _ж углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G % % % % %	т/год 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,294 * 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 4800,0 / 10000000*0,97	1,3589 0,984664 0,364187 0,004756 0,002990 0,001495	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,35
3	Объем выбросов всего V= V _n ^{max} /3600 Средняя скорость газовой смеси w = (4*V)/(3,14*d ²)	V w	м ³ /с м/с			0,000132 0,0169

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0003-0006 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	60		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	2088		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зв}	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0.163 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_{сб} \cdot V_{г}^{\max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с		0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,24 / 10000	0,031838 0,023089 0,008533 0,000111 0,000070 0,000035
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			0,24
2.6	$G = 0.294 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_{сб} + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{ср}} \cdot K_{сб6} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294	* 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 2400,0 10000000*0,97	0,679454 0,492332 0,182094 0,002378 0,001495 0,000747
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _т ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб6}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_{г}^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,000066
		w	м/с			0,0084

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 4 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007-0009-Котел паровой для подогрева нефти											
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1	Исходные данные:										
1.1.	Количество		шт.	1							
1.2	Расход газа	B	тонн	27,69							
		B	г/с	0,88							
1.3	Время работы		час	8760							
2	Расчет:										
	Количество выбросов:										
2.1	Оксид углерода										
	$C_{CO}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^*$, где		кг/т	0,65	*	0,5	*	42,75			13,89
	Потери теплоты вследствие хим. неполн. сгор. топ-ва	g_3	%								0,5
	Коэф., учитывающий долю потери теплоты	R									0,65
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб. сост.	Q_i^*	МДж/кг								42,75
	Потери теплоты след. мех. неполноты сгорания топлива	g_4									0
	$P_{CO}=0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	*	13,89	*	27,69	*	(1-0/ 100)	0,38472
		P_{CO}	г/с	0,0010	*	13,89	*	0,88	*	(1-0/ 100)	0,01220
2.2	Оксиды азота и диоксида азота										
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^* \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$										
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOX}	кг/Дж								0,08
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β									0
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	т/год	0,001	*	27,69	*	42,75	*	0,08	0,13
	и оксида азота (13%)	P_{NO}	г/с	0,001	*	0,88	*	42,75	*	0,08	0,00039
		P_{NO2}	т/год	0,001	*	27,69	*	42,75	*	0,08	0,07576
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	0,88	*	42,75	*	0,08	0,00240
2.3	Диоксид серы										
	$P_{SO2}=0.02 \cdot B \cdot S_r \cdot (1-h'_{SO2}) \cdot (1-h''_{SO2})$	P_{SO2}	т/год	0,02	*	27,69	*	0,3	*	(1-0,02)	0,16282
		P_{SO2}	г/с	0,020	*	0,88	*	0,3	*	(1-0,02)	0,00516
	Содержание серы в топливе	S_r									0,3
	Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива	h'_{SO2}									0,02
	Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	h''_{SO2}									0
2.4	Сажа										
	$P_{сажа} = B \cdot A_r \cdot x \cdot (1-h)$	$P_{сажа}$	т/год	27,7	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,00692
		$P_{сажа}$	г/с	0,88	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,00022
	Зольность топлива на рабочую массу	A_r									0,025
	Коэффициентзависящий от типа топки	x									0,01
	Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	h									0
Расчет выполнен на 1 котел. Всего 3 ед.											
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											



Источник №0010-0013 - Стояк налива нефти в автоцистерны									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Количество нефти					Годовые выбросы загрязняющих веществ				
закачиваемого в емкость в		B _{оз}	1200,0	т	в атмосферу:				
осенне-зимний период года					G т/год=(Y _{оз} *B _{оз} +Y _{вл} *B _{вл})*K _p ^{max} /1000000				
Количество нефти					Максимально-разовый выброс:				
закачиваемого в емкость в		B _{вл}	1200,0	т	M=C ₁ *K _p ^{max} *V _ч ^{max} /3600				
весенне-летний период года									
Диаметр трубы			0,1	м					
Расчетные показатели:									
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1			
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки					V _ч ^{max}	16	м ³ /час		
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	5,4	г/м ³		
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и					Y _{оз}	4	г/т		
весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{вл}	4			
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара									
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,02400	г/с			
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,00960	т/год			
Наименование ЗВ					Масс.сод.		Количество выбросов		
					C _i , % масс.		г/с		т/год
Углеводороды C1-C5					72,52		0,01740		0,00696
Углеводороды C6-C10					26,8		0,00643		0,00257
бензол					0,35		0,000084		0,00003
толуол					0,22		0,000053		0,000021
ксилол					0,11		0,000026		0,000011
Объем выбросов всего							Средняя скорость		
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с		0,0044		газовоздушной смеси		м/с	0,5662
							w=(4*V)/(3,14*d ²)		
Расчет выполнен на 1 ед. Всего 4 ед.									
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.									



Источник №6001 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		26,683000
		г/с		0,026683
		т/год		0,841475
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,019351
		т/год		0,610238
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,007151
		т/год		0,225515
бензол	0,35	г/с		0,000093
		т/год		0,002945
толуол	0,22	г/с		0,000059
		т/год		0,001851
ксилол	0,11	г/с		0,000029
		т/год		0,000926
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		34,523800
углеводороды C1-C5		г/с		0,034524
		т/год		1,088743

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.



Источник №6002 - Площадка нефтегазосепаратора											
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет						Результ.
1	2	3	4	5	6						7
1	Исходные данные:				$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$						
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000							
1.2	Объем аппарата	V	м3	50							
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58							
1.4	Время работы	t	час	8760							
2	Количество выбросов углеводородов										
2.1	составит:										
		П	кг/час	0,004(	1000	*	50	/1011) ^{0.8}	/	0,58	0,1563
	Всего	г/с		0,156	*1000	/	3600				0,0434
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52								0,03149
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8								0,01164
	бензол	%	0,35								0,00015
	толуол	%	0,22								0,00010
	ксилол	%	0,11								0,00005
	Всего	г/год		0,0434	/1000000	*	3600*	8760			1,3693
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52								0,99305
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8								0,36698
	бензол	%	0,35								0,00479
	толуол	%	0,22								0,00301
	ксилол	%	0,11								0,00151

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6003 - Площадка насосов											
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
	1. Исходные данные:										
1.1	Количество насосов	n	шт	1							
1.2	Время работы	T	час/год	8760							
	2. Расчет:										
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:										
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02	*	1	/	3,6	0,005556	
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,004029	
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,001489	
	бензол		%	0,35						0,000019	
	толуол		%	0,22						0,000012	
	ксилол		%	0,11						0,000006	
	$M_{год} = Q*n*T*10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,02	*	1	*	8760,0	0,175200	
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,127055	
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,046954	
	бензол			0,35						0,000613	
	толуол			0,22						0,000385	
	ксилол			0,11						0,000193	
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02							
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6004 - блок дозирования реагента					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина	Площадка скважины	утечки
Исходные данные:					
Расчетная величина утечки:					
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61		
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11		
Количество зап.-регул. арматуры		шт			3
Количество фланцевых соединений		шт			6
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с			3,985950
алканы C12-19 (углеводороды C12-19)		г/с			0,003986
		т/год			0,125701
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.					

Источник №6005, 6006 - Площадка дренажных емкостей											
№ п.п.	нование, ф	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет						Результ.
1	2	3	4	5	6						7
1	Исходные данные:				$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$						
1.1	Давление в	P	гПа	700							
1.2	Объем апп	V	м3	1,5							
1.3	Коэффици	Kд		0,61							
1.4	Время раб	t	час	8760							
2	Количество выбросов углеводородов										
2.1	составит:										
		П	кг/час	0,004(700	*	1,5	/1011) ^{0.8}	/	0,61	0,0068	
	Всего	г/с		0,007	*1000	/	3600			0,00188	
углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52							0,001362	
углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8							0,000503	
	бензол	%	0,35							0,000007	
	толуол	%	0,22							0,000004	
	ксилол	%	0,11							0,000002	
	Всего	т/год		0,0019	/1000000	*	3600*	8760		0,0592	
углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52							0,042938	
углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8							0,015868	
	бензол	%	0,35							0,000207	
	толуол	%	0,22							0,000130	
	ксилол	%	0,11							0,000065	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											



Источник №6007 - Площадка насосов										
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1. Исходные данные:										
1.1	Количество насосов	n	шт	1						
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0						
2. Расчет:										
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:									
	$M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02 *		1 /	3,6		0,0056
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,00403
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,00149
	бензол		%	0,35						0,00002
	толуол		%	0,22						0,00001
	ксилол		%	0,11						0,000006
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,02 *		1 *	8760,0	*	0,001
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,12706
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,04695
	бензол			0,35						0,00061
	толуол			0,22						0,00039
	ксилол			0,11						0,00019
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02						
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года										



Источник №№6008-6021 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		2,668300
		г/с		0,002668
		т/год		0,084148
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,001935
		т/год		0,061024
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,000715
		т/год		0,022552
бензол	0,35	г/с		0,000009
		т/год		0,000295
толуол	0,22	г/с		0,000006
		т/год		0,000185
ксилол	0,11	г/с		0,000003
		т/год		0,000093
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		3,452380
углеводороды C1-C5		г/с		0,003452
		т/год		0,108874
<u>Расчет на 14 скважин:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		37,356200
		г/с		0,037356
		т/год		1,178065
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,027091
		т/год		0,854333
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,010011
		т/год		0,315721
бензол	0,35	г/с		0,000131
		т/год		0,004123
толуол	0,22	г/с		0,000082
		т/год		0,002592
ксилол	0,11	г/с		0,000041
		т/год		0,001296
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		48,333320
углеводороды C1-C5		г/с		0,048333
		т/год		1,524240
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.				



2 вариант разработки (рекомендуемый) 2025 г.

Источник №0001, 0002 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	80		
1.2	Количество нефти в резервуре	B	м ³	6047		
			т	6950		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: M=0.163*P ₃₈ *π*K _t ^{max} *K _p ^{max} *K _v *V _n ^{max} /10 ⁴ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M % % % % %	г/с 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,69 / 10000	0,092198 0,066862 0,024709 0,000323 0,000203 0,000101	
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _v				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _n ^{max}	м ³ /ч			0,69
2.6	G=0.294*P ₃₈ *π*(K _t ^{max} *K _v +K _t ^{min})*K _p ^{ср} *K _{сб} *B/10 ⁷ *ρ _ж углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G % % % % %	т/год 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,294 * 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 6950,0 10000000*0,97	1,9676 1,425712 0,527313 0,006887 0,004329 0,002164	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего V= V _ч ^{max} /3600 Средняя скорость газовой смеси w = (4*V)/(3,14*d ²)	V w	м ³ /с м/с			0,000192 0,0244

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0003-0006 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	60		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	3023		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зв}	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0.163 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_n^{\max} \cdot V_r^{\max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с		0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,35 / 10000	0,046099 0,033431 0,012355 0,000161 0,000101 0,000051
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			0,35
2.6	$G = 0.294 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_n^{\max} + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{cp}} \cdot K_{0,6} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294	* 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 3475,0 10000000*0,97	0,983792 0,712856 0,263656 0,003443 0,002164 0,001082
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{0,6}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_r^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,000096
		w	м/с			0,0122

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 4 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007-0009-Котел паровой для подогрева нефти													
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет								Результат
1	2	3	4	5	6								7
1	Исходные данные:												
1.1.	Количество		шт.	1									
1.2	Расход газа	B	тонн	42,6									
		B	г/с	1,35									
1.3	Время работы		час	8760									
2	Расчет:												
	Количество выбросов:												
2.1	Оксид углерода												
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i'$, где		кг/т	0,65	*	0,5	*	42,75					13,89
	Потери теплоты вследствие хим. неполн. сгор. топ-ва	g_3	%										0,5
	Коеф. учитывающий долю потери теплоты	R											0,65
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб. сост.	Q_i'	МДж/кг										42,75
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4											0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	*	13,89	*	42,60	*	(1-0/	100)	0,59187	
		P_{co}	г/с	0,0010	*	13,89	*	1,35	*	(1-0/	100)	0,01877	
2.2	Оксиды азота и диоксида азота												
	$P_{KNOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i' \cdot K_{KNOx} \cdot (1 - \beta)$												
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{KNOx}	кг/Дж										0,08
	Коеффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β											0
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	т/год	0,001	*	42,60	*	42,75	*	0,08	*	0,13	
	и оксида азота (13%)	P_{NO}	г/с	0,001	*	1,35	*	42,75	*	0,08	*	0,00060	
		P_{NO2}	т/год	0,001	*	42,60	*	42,75	*	0,08	*	0,11655	
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	1,35	*	42,75	*	0,08	*	0,00370	
2.3	Диоксид серы												
	$P_{SO2}=0.02 \cdot B \cdot Sr \cdot (1-h'SO2) \cdot (1-h''SO2)$	P_{SO2}	т/год	0,02	*	42,60	*	0,3	*	(1-0.02)	*	(1-0)	
		P_{SO2}	г/с	0,020	*	1,35	*	0,3	*	(1-0.02)	*	(1-0)	
	Содержание серы в топливе	Sr											0,3
	Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива	$h'SO2$											0,02
	Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	$h''SO2$											0
2.4	Сажа												
	$P_{сажа} = B \cdot Ar \cdot x \cdot (1-h)$	$P_{сажа}$	т/год	42,6	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)		0,01065	
		$P_{сажа}$	г/с	1,35	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)		0,00034	
	Зольность топлива на рабочую массу	Ar											0,025
	Коеффициентзависящий от типа топки	x											0,01
	Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	h											0
Расчет выполнен на 1 котел. Всего 3 ед.													
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года													



Источник №0010-0013 - Стояк налива нефти в автоцистерны									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Количество нефти					Годовые выбросы загрязняющих веществ				
закачиваемого в емкость в		B _{оз}	1737,5	т	в атмосферу:				
осенне-зимний период года		G т/год=(Y _{оз} *B _{оз} +Y _{вл} *B _{вл})*K _p ^{max} /1000000							
Количество нефти					Максимально-разовый выброс:				
закачиваемого в емкость в		B _{вл}	1737,5	т	M=C ₁ *K _p ^{max} *V _ч ^{max} /3600				
весенне-летний период года									
Диаметр трубы		0,1	м						
Расчетные показатели:									
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1			
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки					V _ч ^{max}	16	м ³ /час		
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	5,4	г/м ³		
Средние удельные выбросы из резервуаров в осенне-зимний и					Y _{оз}	4	г/т		
весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{вл}	4			
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара									
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,02400	г/с			
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,01390	т/год			
Наименование ЗВ					Масс.сод.		Количество выбросов		
					Сi, % масс.		г/с	т/год	
Углеводороды C1-C5					72,52		0,01740	0,01008	
Углеводороды C6-C10					26,8		0,00643	0,00373	
бензол					0,35		0,000084	0,00005	
толуол					0,22		0,000053	0,000031	
ксилол					0,11		0,000026	0,000015	
Объем выбросов всего					Средняя скорость				
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с	0,0044		газовоздушной смеси		м/с	0,5662	
					w=(4*V)/(3,14*d ²)				
Расчет выполнен на 1 ед. Всего 4 ед.									
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.									



Источник №6001 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		26,683000
		г/с		0,026683
		т/год		0,841475
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,019351
		т/год		0,610238
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,007151
		т/год		0,225515
бензол	0,35	г/с		0,000093
		т/год		0,002945
толуол	0,22	г/с		0,000059
		т/год		0,001851
ксилол	0,11	г/с		0,000029
		т/год		0,000926
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		34,523800
углеводороды C1-C5		г/с		0,034524
		т/год		1,088743

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.



Источник №6002 - Площадка нефтегазосепаратора

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1000 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,1563
	Всего	г/с		0,156 *1000 / 3600		0,0434
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,03149
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,01164
	бензол	%	0,35			0,00015
	толуол	%	0,22			0,00010
	ксилол	%	0,11			0,00005
	Всего	г/год		0,0434 /1000000 * 3600* 8760		1,3693
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,99305
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,36698
	бензол	%	0,35			0,00479
	толуол	%	0,22			0,00301
	ксилол	%	0,11			0,00151

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6003- Площадка насосов

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 1 / 3,6$	0,005556
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52		0,004029
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8		0,001489
	бензол		%	0,35		0,000019
	толуол		%	0,22		0,000012
	ксилол		%	0,11		0,000006
	$M_{год} = Q * \pi * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 1 * 8760,0 * 0,001$	0,175200
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52		0,127055
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8		0,046954
	бензол			0,35		0,000613
	толуол			0,22		0,000385
	ксилол			0,11		0,000193
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6004 - блок дозирования реагента					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина	Площадка скважины	утечки
Исходные данные:					
Расчетная величина утечки:					
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61		
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11		
Количество зап.-регул. арматуры		шт			3
Количество фланцевых соединений		шт			6
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с			3,985950
алканы C12-19 (углеводороды C12-19)		г/с			0,003986
		т/год			0,125701
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.					

Источник №6005, 6006 - Площадка дренажных емкостей

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\theta$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	1,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,61		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(700 * 1,5 /1011) ^{0,8} / 0,61		0,0068
	Всего	г/с		0,007 *1000 / 3600		0,00188
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,001362
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,000503
	бензол	%	0,35			0,000007
	толуол	%	0,22			0,000004
	ксилол	%	0,11			0,000002
	Всего	т/год		0,0019 /1000000 * 3600* 8760		0,0592
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,042938
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,015868
	бензол	%	0,35			0,000207
	толуол	%	0,22			0,000130
	ксилол	%	0,11			0,000065

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6007 - Площадка насосов											
№	наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1. Исходные данные:											
1.1	Количество	п	шт	1							
1.2	Время раб	Т	час/год	8760,0							
	2. Расчет:										
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:										
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02 *	1 /	3,6			0,0056	
	углеводороды предельные		%	72,52						0,00403	
	углеводороды предельные		%	26,8						0,00149	
	бензол		%	0,35						0,00002	
	толуол		%	0,22						0,00001	
	ксилол		%	0,11						0,000006	
	$M_{год} = Q \cdot T$	$M_{год}$	т/год		0,02 *	1 *	8760,0	*	0,001	0,17520	
	углеводороды предельные		%	72,52						0,12706	
	углеводороды предельные		%	26,8						0,04695	
	бензол			0,35						0,00061	
	толуол			0,22						0,00039	
	ксилол			0,11						0,00019	
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается										
	согласно Р	Q	кг/ч	0,02							
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											



Источник №№6008-6020 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		2,668300
		г/с		0,002668
		т/год		0,084148
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,001935
		т/год		0,061024
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,000715
		т/год		0,022552
бензол	0,35	г/с		0,000009
		т/год		0,000295
толуол	0,22	г/с		0,000006
		т/год		0,000185
ксилол	0,11	г/с		0,000003
		т/год		0,000093
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		3,452380
углеводороды C1-C5		г/с		0,003452
		т/год		0,108874
<u>Расчет на 13 скважин:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		34,687900
		г/с		0,034688
		т/год		1,093918
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,025156
		т/год		0,793309
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,009296
		т/год		0,293170
бензол	0,35	г/с		0,000121
		т/год		0,003829
толуол	0,22	г/с		0,000076
		т/год		0,002407
ксилол	0,11	г/с		0,000038
		т/год		0,001203
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		44,880940
углеводороды C1-C5		г/с		0,044881
		т/год		1,415365

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.



2 вариант разработки (рекомендуемый) 2028 г.

Источник №0001, 0002 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	80		
1.2	Количество нефти в резервуре	B	м ³	4437		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: M=0.163*P ₃₈ *π* <i>K_t</i> ^{max} * <i>K_p</i> ^{max} * <i>K_n</i> *V _н ^{max} /10 ⁴ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M % % % % %	г/с 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,51 / 10000	0,067656 0,049064 0,018132 0,000237 0,000149 0,000074	
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	<i>K_t</i> ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	<i>K_p</i> ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	<i>K_n</i>				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _н ^{max}	м ³ /ч			0,51
2.6	G=0.294*P ₃₈ *π*(<i>K_t</i> ^{max} * <i>K_n</i> + <i>K_t</i> ^{min}) * <i>K_p</i> ^{ср} * <i>K_{об}</i> *B /10 ⁷ *ρ _ж углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G % % % % %	т/год 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,294 * 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 5100,0 / 10000000*0,97	1,4438 1,046206 0,386949 0,005053 0,003176 0,001588	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	<i>K_t</i> ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	<i>K_p</i> ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	<i>K_{об}</i>				1,35
3	Объем выбросов всего V= V _н ^{max} /3600 Средняя скорость газовой смеси w = (4*V)/(3,14*d ²)	V w	м ³ /с м/с			0,000141 0,0179

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0003-0006 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	60		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	2219		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зв}	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0.163 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_{сб} \cdot V_{г}^{\max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с		0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,25 / 10000	0,033828 0,024532 0,009066 0,000118 0,000074 0,000037
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			0,25
2.6	$G = 0.294 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_{сб} + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{ср}} \cdot K_{сб6} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294	* 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 2550,0 10000000*0,97	0,721919 0,523103 0,193474 0,002527 0,001588 0,000794
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _т ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб6}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_{г}^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,000070
		w	м/с			0,0090

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 4 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007-0009-Котел паровой для подогрева нефти											
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1	Исходные данные:										
1.1.	Количество		шт.	1							
1.2	Расход газа	B	тонн	27,69							
		B	г/с	0,88							
1.3	Время работы		час	8760							
2	Расчет:										
	Количество выбросов:										
2.1	Оксид углерода										
	$C_{CO}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^t$, где		кг/т	0,65	*	0,5	*	42,75			13,89
	Потери теплоты вследствие хим. неполн. сгор. топ-ва	g_3	%								0,5
	Коэф., учитывающий долю потери теплоты	R									0,65
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб. сост.	Q_i^t	МДж/кг								42,75
	Потери теплоты след. мех. неполноты сгорания топлива	g_4									0
	$P_{CO}=0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	*	13,89	*	27,69	*	(1-0/ 100)	0,38472
		P_{CO}	г/с	0,0010	*	13,89	*	0,88	*	(1-0/ 100)	0,01220
2.2	Оксиды азота и диоксида азота										
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^t \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$										
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOX}	кг/Дж								0,08
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β									0
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	т/год	0,001	*	27,69	*	42,75	*	0,08	0,13
	и оксида азота (13%)	P_{NO}	г/с	0,001	*	0,88	*	42,75	*	0,08	0,00039
		P_{NO2}	т/год	0,001	*	27,69	*	42,75	*	0,08	0,07576
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	0,88	*	42,75	*	0,08	0,00240
2.3	Диоксид серы										
	$P_{SO2}=0.02 \cdot B \cdot S_r \cdot (1-h'_{SO2}) \cdot (1-h''_{SO2})$	P_{SO2}	т/год	0,02	*	27,69	*	0,3	*	(1-0,02)	0,16282
		P_{SO2}	г/с	0,020	*	0,88	*	0,3	*	(1-0,02)	0,00516
	Содержание серы в топливе	S_r									0,3
	Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива	h'_{SO2}									0,02
	Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	h''_{SO2}									0
2.4	Сажа										
	$P_{сажа} = B \cdot A_r \cdot x \cdot (1-h)$	$P_{сажа}$	т/год	27,7	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,00692
		$P_{сажа}$	г/с	0,88	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,00022
	Зольность топлива на рабочую массу	A_r									0,025
	Коэффициентзависящий от типа топки	x									0,01
	Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	h									0
Расчет выполнен на 1 котел. Всего 3 ед.											
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											



Источник №0010-0013 - Стояк налива нефти в автоцистерны									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Количество нефти					Годовые выбросы загрязняющих веществ				
закачиваемого в емкость в		B_{oz}	1275,0	т	в атмосферу:				
осенне-зимний период года					$G \text{ т/год} = (Y_{oz} * B_{oz} + Y_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$				
Количество нефти					Максимально-разовый выброс:				
закачиваемого в емкость в		$B_{вл}$	1275,0	т	$M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$				
весенне-летний период года									
Диаметр трубы			0,1	м					
Расчетные показатели:									
Опытный коэффициент (приложение 8)						K_p^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из						$V_{ч}^{max}$	16	$м^3/час$	
емкости во время заправки									
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)						C_1	5,4	$г/м^3$	
Средние удельные выбросы из резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)						Y_{oz}	4	$г/т$	
						$Y_{вл}$	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара									
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,02400	$г/с$		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,01020	$т/год$		
Наименование ЗВ				Масс.сод.	Количество выбросов				
				$C_i, \% \text{ масс.}$	$г/с$	$т/год$			
Углеводороды C1-C5				72,52	0,01740	0,00740			
Углеводороды C6-C10				26,8	0,00643	0,00273			
бензол				0,35	0,000084	0,00004			
толуол				0,22	0,000053	0,000022			
ксилол				0,11	0,000026	0,000011			
Объем выбросов всего						Средняя скорость			
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	$м^3/с$	0,0044			газовоздушной смеси	$м/с$	0,5662		
					$w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$				
Расчет выполнен на 1 ед. Всего 4 ед.									
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.									



Источник №6001 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
Расчет:				
Нефть:				
$n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		26,683000
		г/с		0,026683
		т/год		0,841475
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,019351
		т/год		0,610238
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,007151
		т/год		0,225515
бензол	0,35	г/с		0,000093
		т/год		0,002945
толуол	0,22	г/с		0,000059
		т/год		0,001851
ксилол	0,11	г/с		0,000029
		т/год		0,000926
Газ:				
$n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		34,523800
углеводороды C1-C5		г/с		0,034524
		т/год		1,088743

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.

Источник №6002 - Площадка нефтегазосепаратора										
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет					Результ.
1	2	3	4	5	6					7
1	Исходные данные:				$H = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000						
1.2	Объем аппарата	V	м3	50						
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. тем	Kд		0,58						
1.4	Время работы	t	час	8760						
2	Количество выбросов углеводородов									
2.1	составит:									
		П	кг/час	0,004(	1000	*	50	/1011) ^{0.8}	/	0,58
	Всего	г/с		0,156	*1000	/	3600			0,0434
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52							0,03149
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8							0,01164
	бензол	%	0,35							0,00015
	толуол	%	0,22							0,00010
	ксилол	%	0,11							0,00005
	Всего	т/год		0,0434	/1000000	*	3600*	8760		1,3693
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52							0,99305
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8							0,36698
	бензол	%	0,35							0,00479
	толуол	%	0,22							0,00301
	ксилол	%	0,11							0,00151

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6003 - Площадка насосов										
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
	1. Исходные данные:									
1.1	Количество насосов	n	шт	1						
1.2	Время работы	T	час/год	8760						
	2. Расчет:									
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:									
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02	*	1	/	3,6	0,005556
	углеводороды предельные C1-C5			%	72,52					0,004029
	углеводороды предельные C6-C10			%	26,8					0,001489
	бензол			%	0,35					0,000019
	толуол			%	0,22					0,000012
	ксилол			%	0,11					0,000006
	$M_{год} = Q*n*T*10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,02	*	1	*	8760,0	* 0,001 0,175200
	углеводороды предельные C1-C5			%	72,52					0,127055
	углеводороды предельные C6-C10			%	26,8					0,046954
	бензол				0,35					0,000613
	толуол				0,22					0,000385
	ксилол				0,11					0,000193
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-200									
	Q		кг/ч	0,02						

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6004 - блок дозирования реагента					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина	Площадка скважины	утечки
Исходные данные:					
Расчетная величина утечки:					
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61		
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11		
Количество зап.-регул. арматуры		шт			3
Количество фланцевых соединений		шт			6
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с			3,985950
алканы C12-19 (углеводороды C12-19)		г/с			0,003986
		т/год			0,125701
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.					

Источник №6005, 606 - Площадка дренажных емкостей										
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет					Результ.
1	2	3	4	5	6					7
1	Исходные данные:				$II = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700						
1.2	Объем аппарата	V	м3	1,5						
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,61						
1.4	Время работы	t	час	8760						
2	Количество выбросов углеводородов									
2.1	составит:									
		П	кг/час	0,004(700	*	1,5	/1011) ^{0.8}	/	0,61	0,0068
	Всего	г/с		0,007	*1000	/	3600			0,00188
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52							0,001362
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8							0,000503
	бензол	%	0,35							0,000007
	толуол	%	0,22							0,000004
	ксилол	%	0,11							0,000002
	Всего	т/год		0,0019	/1000000	*	3600*	8760		0,0592
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52							0,042938
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8							0,015868
	бензол	%	0,35							0,000207
	толуол	%	0,22							0,000130
	ксилол	%	0,11							0,000065

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6007 - Площадка насосов											
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
	1. Исходные данные:										
1.1	Количество насосов	n	шт	1							
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0							
	2. Расчет:										
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:										
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02	*	1	/	3,6	0,0056	
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,00403	
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,00149	
	бензол		%	0,35						0,00002	
	толуол		%	0,22						0,00001	
	ксилол		%	0,11						0,000006	
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год)	$M_{год}$	т/год		0,02	*	1	*	8760,0	* 0,001 0,17520	
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,12706	
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,04695	
	бензол			0,35						0,00061	
	толуол			0,22						0,00039	
	ксилол			0,11						0,00019	
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.	Q	кг/ч	0,02							

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6008-6022 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{зра} * П_{зра} * 0,365 + n_{ф} * П_{ф} * 0,05$		мг/с		2,668300
		г/с		0,002668
		т/год		0,084148
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,001935
		т/год		0,061024
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,000715
		т/год		0,022552
бензол	0,35	г/с		0,000009
		т/год		0,000295
толуол	0,22	г/с		0,000006
		т/год		0,000185
ксилол	0,11	г/с		0,000003
		т/год		0,000093
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{зра} * П_{зра} * 0,293 + n_{ф} * П_{ф} * 0,03$		мг/с		3,452380
углеводороды C1-C5		г/с		0,003452
		т/год		0,108874
<u>Расчет на 15 скважин:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{зра} * П_{зра} * 0,365 + n_{ф} * П_{ф} * 0,05$		мг/с		40,024500
		г/с		0,040025
		т/год		1,262213
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,029026
		т/год		0,915357
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,010727
		т/год		0,338273
бензол	0,35	г/с		0,000140
		т/год		0,004418
толуол	0,22	г/с		0,000088
		т/год		0,002777
ксилол	0,11	г/с		0,000044
		т/год		0,001388
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{зра} * П_{зра} * 0,293 + n_{ф} * П_{ф} * 0,03$		мг/с		51,785700
углеводороды C1-C5		г/с		0,051786
		т/год		1,633114
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.				



3 вариант разработки 2025 г.

Источник №0001, 0002 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	80		
1.2	Количество нефти в резервуре	B	м ³	7613		
1.3	Время работы	T	т	8 750		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: M=0.163*P ₃₈ *π*K _t ^{max} *K _p ^{max} *K _n *V _n ^{max} /10 ⁴ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M % % % % %	г/с 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,87 / 10000	0,116077 0,084179 0,031109 0,000406 0,000255 0,000128	
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки	V _n ^{max}	м ³ /ч			0,87
2.6	G=0.294*P ₃₈ *π*(K _t ^{max} *K _n +K _t ^{min})*K _p ^{cp} *K _{сб} *B/10 ⁷ *ρ _ж углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G % % % % %	т/год 72,52 26,80 0,35 0,22 0,11	0,294 * 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 8750,0 10000000*0,97	2,4772 1,794961 0,663883 0,008670 0,005450 0,002725	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего V= V _n ^{max} /3600 Средняя скорость газовой смеси w = (4*V)/(3,14*d ²)	V w	м ³ /с м/с			0,000241 0,0308

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0003-0006 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	60		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	3806		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зв}	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0.163 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_a^{\max} \cdot V_r^{\max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с		0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,43 / 10000	0,058038 0,042089 0,015554 0,000203 0,000128 0,000064
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _a				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			0,43
2.6	$G = 0.294 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_a + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{cp}} \cdot K_{0,6} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294	* 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 4375,0 10000000*0,97	1,238587 0,897480 0,331941 0,004335 0,002725 0,001362
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{0,6}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_r^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,000121
		w	м/с			0,0154

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 4 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007-0009-Котел паровой для подогрева нефти													
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет								Результат
1	2	3	4	5	6								7
1	Исходные данные:												
1.1.	Количество		шт.	1									
1.2	Расход газа	B	тонн	55,38									
		B	г/с	1,76									
1.3	Время работы		час	8760									
2	Расчет:												
	Количество выбросов:												
2.1	Оксид углерода												
	$C_{CO}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^f$, где		кг/т	0,65	*	0,5	*	42,75				13,89	
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3	%									0,5	
	Козф.,учитывающий долю потери теплоты	R										0,65	
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i^f	МДж/кг									42,75	
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4										0	
	$P_{CO}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	*	13,89	*	55,38	*	(1-0/	100)	0,76944	
		P_{CO}	г/с	0,0010	*	13,89	*	1,76	*	(1-0/	100)	0,02440	
2.2	Оксиды азота и диоксида азота												
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^f \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$												
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 Г/Дж тепла	K_{NOx}	кг/Дж									0,08	
	Козффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β										0	
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	т/год	0,001	*	55,38	*	42,75	*	0,08	*	0,13	
	и оксида азота (13%)	P_{NO}	г/с	0,001	*	1,76	*	42,75	*	0,08	*	0,13	
		P_{NO2}	т/год	0,001	*	55,38	*	42,75	*	0,08	*	0,8	
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	1,76	*	42,75	*	0,08	*	0,8	
2.3	Диоксид серы												
	$P_{SO2}=0.02 \cdot B \cdot S_r \cdot (1 - h'_{SO2}) \cdot (1 - h''_{SO2})$	P_{SO2}	т/год	0,02	*	55,38	*	0,3	*	(1-0.02)	*	(1-0)	
		P_{SO2}	г/с	0,020	*	1,76	*	0,3	*	(1-0.02)	*	(1-0)	
	Содержание серы в топливе	S_r										0,3	
	Доля оксидов серы, связываемыхлетучей золой топлива	h'_{SO2}										0,02	
	Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	h''_{SO2}										0	
2.4	Сажа												
	$P_{сажа} = B \cdot A_r \cdot x \cdot (1 - h)$	$P_{сажа}$	т/год	55,4	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)		0,01385	
		$P_{сажа}$	г/с	1,76	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)		0,00044	
	Зольность топлива на рабочую массу	A_r										0,025	
	Козффициентзависящий от типа топки	x										0,01	
	Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	h										0	
Расчет выполнен на 1 котел. Всего 3 ед.													
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года													



Источник №0010-0013 - Стояк налива нефти в автоцистерны										
Исходные данные:					Расчетные формулы:					
Количество нефти					Годовые выбросы загрязняющих веществ					
закачиваемого в емкость в		$B_{оз}$	2187,5	т	в атмосферу:					
осенне-зимний период года		$G_{т/год}=(Y_{оз} * B_{оз}+Y_{вл} * B_{вл})*K_p^{max}/1000000$								
Количество нефти					Максимально-разовый выброс:					
закачиваемого в емкость в		$B_{вл}$	2187,5	т	$M=C_1 * K_p^{max}*V_q^{max} /3600$					
весенне-летний период года										
Диаметр трубы		0,1	м							
Расчетные показатели:										
Опытный коэффициент (приложение 8)					K_p^{max}	1				
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки					V_q^{max}	16	м ³ /час			
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C_1	5,4	г/м ³			
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					$Y_{оз}$	4	г/т			
					$Y_{вл}$	4				
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара										
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,02400	г/с				
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,01750	т/год				
Наименование ЗВ					Масс.сод.		Количество выбросов			
					Ci, % масс.		г/с	т/год		
Углеводороды C1-C5					72,52		0,01740	0,01269		
Углеводороды C6-C10					26,8		0,00643	0,00469		
бензол					0,35		0,000084	0,00006		
толуол					0,22		0,000053	0,000039		
ксилол					0,11		0,000026	0,000019		
Объем выбросов всего					0,0044		Средняя скорость			
$V=V_q^{max}/3600$		м ³ /с		газовоздушной смеси			м/с	0,5662		
							$w=(4*V)/(3,14*d^2)$			
Расчет выполнен на 1 ед. Всего 4 ед.										
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.										



Источник №6001 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		26,683000
		г/с		0,026683
		т/год		0,841475
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,019351
		т/год		0,610238
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,007151
		т/год		0,225515
бензол	0,35	г/с		0,000093
		т/год		0,002945
толуол	0,22	г/с		0,000059
		т/год		0,001851
ксилол	0,11	г/с		0,000029
		т/год		0,000926
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		34,523800
углеводороды C1-C5		г/с		0,034524
		т/год		1,088743

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.

Источник №6002 - Площадка нефтегазосепаратора

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1000 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,1563
	Всего	г/с		0,156 *1000 / 3600		0,0434
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,03149
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,01164
	бензол	%	0,35			0,00015
	толуол	%	0,22			0,00010
	ксилол	%	0,11			0,00005
	Всего	г/год		0,0434 /1000000 * 3600* 8760		1,3693
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,99305
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,36698
	бензол	%	0,35			0,00479
	толуол	%	0,22			0,00301
	ксилол	%	0,11			0,00151

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6003 - Площадка насосов

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 1 / 3,6$	0,005556
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52		0,004029
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8		0,001489
	бензол		%	0,35		0,000019
	толуол		%	0,22		0,000012
	ксилол		%	0,11		0,000006
	$M_{год} = Q * п * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 1 * 8760,0 * 0,001$	0,175200
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52		0,127055
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8		0,046954
	бензол			0,35		0,000613
	толуол			0,22		0,000385
	ксилол			0,11		0,000193
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6004 - блок дозирования реагента					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина	Площадка скважины	утечки
Исходные данные:					
Расчетная величина утечки:					
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61		
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11		
Количество зап.-регул. арматуры		шт			3
Количество фланцевых соединений		шт			6
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с			3,985950
алканы C12-19 (углеводороды C12-19)		г/с			0,003986
		т/год			0,125701
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.					

Источник №6005, 6006 - Площадка дренажных емкостей

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\theta$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	1,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,61		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(700 * 1,5 /1011) ^{0,8} / 0,61		0,0068
	Всего	г/с		0,007 *1000 / 3600		0,00188
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,001362
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,000503
	бензол	%	0,35			0,000007
	толуол	%	0,22			0,000004
	ксилол	%	0,11			0,000002
	Всего	т/год		0,0019 /1000000 * 3600* 8760		0,0592
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,042938
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,015868
	бензол	%	0,35			0,000207
	толуол	%	0,22			0,000130
	ксилол	%	0,11			0,000065

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6007 - Площадка насосов										
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1. Исходные данные:										
1.1	Количество насосов	п	шт	1						
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0						
2. Расчет:										
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:									
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02 *	1 /	3,6			0,0056
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,00403
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,00149
	бензол		%	0,35						0,00002
	толуол		%	0,22						0,00001
	ксилол		%	0,11						0,000006
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,02 *	1 *	8760,0	*	0,001	0,17520
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,12706
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,04695
	бензол			0,35						0,00061
	толуол			0,22						0,00039
	ксилол			0,11						0,00019
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)									
		Q	кг/ч	0,02						
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года										



Источник №6008-6023 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		2,668300
		г/с		0,002668
		т/год		0,084148
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,001935
		т/год		0,061024
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,000715
		т/год		0,022552
бензол	0,35	г/с		0,000009
		т/год		0,000295
толуол	0,22	г/с		0,000006
		т/год		0,000185
ксилол	0,11	г/с		0,000003
		т/год		0,000093
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		3,452380
углеводороды C1-C5		г/с		0,003452
		т/год		0,108874
<u>Расчет на 16 скважин:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		42,692800
		г/с		0,042693
		т/год		1,346360
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,030961
		т/год		0,976380
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,011442
		т/год		0,360825
бензол	0,35	г/с		0,000149
		т/год		0,004712
толуол	0,22	г/с		0,000094
		т/год		0,002962
ксилол	0,11	г/с		0,000047
		т/год		0,001481
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		55,238080
углеводороды C1-C5		г/с		0,055238
		т/год		1,741988
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.				



3 вариант разработки 2028 г.

Источник №0001, 0002 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	80		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	5655		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{38} \cdot \pi \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_n^{\max} \cdot V_n^{\max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с	0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,65 / 10000		0,086228 0,062533 0,023109 0,000302 0,000190 0,000095
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _н ^{max}	м ³ /ч			0,65
2.6	$G=0.294 \cdot P_{38} \cdot \pi \cdot (K_t^{\max} \cdot K_n^{\max} + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{cp}} \cdot K_{\text{сб}} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{\text{ж}}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294 * 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 6500,0 / 10000000 * 0,97		1,8402 1,333399 0,493170 0,006441 0,004048 0,002024
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_n^{\text{max}} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,000179
		w	м/с			0,0228

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0003-0006 - Резервуар для нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	60		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	2828		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,870		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зв}	мм. рт.ст	41,25		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		180,6		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_{сб} \cdot V_{г}^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 41,25 * 180,6 * 1,10 * 1 * 1 * 0,32 / 10000		0,043114
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,031266
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,011555
	бензол	%	0,35			0,000151
	толуол	%	0,22			0,000095
	ксилол	%	0,11			0,000047
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			0,32
2.6	$G=0.294 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_{сб} + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{ср}} \cdot K_{сб6} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 41,25 * 180,6 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 3250,0 / 10000000 * 0,97		0,920093
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,666700
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,246585
	бензол	%	0,35			0,003220
	толуол	%	0,22			0,002024
	ксилол	%	0,11			0,001012
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _т ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб6}				1,35
3	Объем выбросов всего					
	$V = V_{г}^{\max} / 3600$	V	м ³ /с			0,000090
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с			0,0114
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$					

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 4 ед.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007-0009-Котел паровой для подогрева нефти											
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1	Исходные данные:										
1.1.	Количество		шт.	1							
1.2	Расход газа	B	тонн	36,21							
		B	г/с	1,15							
1.3	Время работы		час	8760							
2	Расчет:										
	Количество выбросов:										
2.1	Оксид углерода										
	$C_{CO}=g_3 \cdot R \cdot Q_i^*$, где		кг/т	0,65	*	0,5	*	42,75			13,89
	Потери теплоты вследствие хим. неполн. сгор. топ-ва	g_3	%								0,5
	Коэф., учитывающий долю потери теплоты	R									0,65
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб. сост.	Q_i^*	МДж/кг								42,75
	Потери теплоты след. мех. неполноты сгорания топлива	g_4									0
	$P_{CO}=0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{CO}	т/год	0,001	*	13,89	*	36,21	*	(1-0/ 100)	0,50309
		P_{CO}	г/с	0,0010	*	13,89	*	1,15	*	(1-0/ 100)	0,01595
2.2	Оксиды азота и диоксида азота										
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i^* \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$										
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOx}	кг/Дж								0,08
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β									0
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота (80%)	P_{NO}	т/год	0,001	*	36,21	*	42,75	*	0,08	0,13
	и оксида азота (13%)	P_{NO}	г/с	0,001	*	1,15	*	42,75	*	0,08	0,00051
		P_{NO2}	т/год	0,001	*	36,21	*	42,75	*	0,08	0,09907
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	1,15	*	42,75	*	0,08	0,00314
2.3	Диоксид серы										
	$P_{SO2}=0.02 \cdot B \cdot S_r \cdot (1-h'_{SO2}) \cdot (1-h''_{SO2})$	P_{SO2}	т/год	0,02	*	36,21	*	0,3	*	(1-0,02)	0,21291
		P_{SO2}	г/с	0,020	*	1,15	*	0,3	*	(1-0,02)	0,00675
	Содержание серы в топливе	S_r									0,3
	Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива	h'_{SO2}									0,02
	Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	h''_{SO2}									0
2.4	Сажа										
	$P_{сажа} = B \cdot A_r \cdot x \cdot (1-h)$	$P_{сажа}$	т/год	36,2	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,00905
		$P_{сажа}$	г/с	1,15	*	0,025	*	0,01	*	(1-0)	0,00029
	Зольность топлива на рабочую массу	A_r									0,025
	Коэффициент зависящий от типа топки	x									0,01
	Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	h									0
Расчет выполнен на 1 котел. Всего 3 ед.											
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											



Источник №0010-0013 - Стояк налива нефти в автоцистерны									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Количество нефти					Годовые выбросы загрязняющих веществ				
закачиваемого в емкость в		B _{оз}	1625,0	т	в атмосферу:				
осенне-зимний период года					G/год=(Y _{оз} *B _{оз} +Y _{вл} *B _{вл})*K _p ^{max} /1000000				
Количество нефти					Максимально-разовый выброс:				
закачиваемого в емкость в		B _{вл}	1625,0	т	M=C ₁ *K _p ^{max} *V _ч ^{max} /3600				
весенне-летний период года									
Диаметр трубы		0,1	м						
Расчетные показатели:									
Опытный коэффициент (приложение 8)					K _p ^{max}	1			
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время зачки					V _ч ^{max}	16	м ³ /час		
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C ₁	5,4	г/м ³		
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и					Y _{оз}	4	г/т		
весенне-летний период года (приложение 12)					Y _{вл}	4			
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара									
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,02400	г/с			
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,01300	т/год			
Наименование ЗВ		Масс.сод.		Количество выбросов					
		Ci, % масс.		г/с		т/год			
Углеводороды C1-C5		72,52		0,01740		0,00943			
Углеводороды C6-C10		26,8		0,00643		0,00348			
бензол		0,35		0,000084		0,00005			
толуол		0,22		0,000053		0,000029			
ксилол		0,11		0,000026		0,000014			
Объем выбросов всего				Средняя скорость					
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с	0,0044		газовоздушной смеси		м/с		0,5662	
				w=(4*V)/(3,14*d ²)					
Расчет выполнен на 1 ед. Всего 4 ед.									
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.									



Источник №6001 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		20
Количество фланцевых соединений		шт		60
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		26,683000
		г/с		0,026683
		т/год		0,841475
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,019351
		т/год		0,610238
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,007151
		т/год		0,225515
бензол	0,35	г/с		0,000093
		т/год		0,002945
толуол	0,22	г/с		0,000059
		т/год		0,001851
ксилол	0,11	г/с		0,000029
		т/год		0,000926
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		34,523800
углеводороды C1-C5		г/с		0,034524
		т/год		1,088743

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.



Источник №6002 - Площадка нефтегазосепаратора						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000		
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$H = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / Kд$	
2.1		П	кг/час	0,004	(1000 * 50 / 1011) ^{0.8} / 0,58	0,1563
	Всего	г/с		0,156	* 1000 / 3600	0,0434
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,03149
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,01164
	бензол	%	0,35			0,00015
	толуол	%	0,22			0,00010
	ксилол	%	0,11			0,00005
	Всего	т/год		0,0434	/ 1000000 * 3600 * 8760	1,3693
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,99305
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,36698
	бензол	%	0,35			0,00479
	толуол	%	0,22			0,00301
	ксилол	%	0,11			0,00151

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6003 - Площадка насосов						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2	Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с	0,02	* 1 / 3,6	0,005556
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,004029
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,001489
	бензол	%	0,35			0,000019
	толуол	%	0,22			0,000012
	ксилол	%	0,11			0,000006
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год	0,02	* 1 * 8760,0 * 0,001	0,175200
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,127055
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,046954
	бензол	%	0,35			0,000613
	толуол	%	0,22			0,000385
	ксилол	%	0,11			0,000193
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6004 - блок дозирования реагента					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина	Площадка скважины	утечки
Исходные данные:					
Расчетная величина утечки:					
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61		
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11		
Количество зап.-регул. арматуры		шт			3
Количество фланцевых соединений		шт			6
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с			3,985950
алканы C12-19 (углеводороды C12-19)		г/с			0,003986
		т/год			0,125701
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.					

Источник №6005, 6006 - Площадка дренажных емкостей											
№ п.п.	название, ф	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет						Результ.
1	2	3	4	5	6						7
1	Исходные данные:				$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / Kd$						
1.1	Давление в	P	гПа	700							
1.2	Объем апп	V	м3	1,5							
1.3	Коэффици	Kd		0,61							
1.4	Время раб	t	час	8760							
2	Количество выбросов углеводородов										
2.1	составит.										
		П	кг/час	0,004(	700	*	1,5	/1011) ^{0.8}	/	0,61	
	Всего	г/с		0,007	*1000	/	3600				0,00188
углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52								0,001362
углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8								0,000503
	бензол	%	0,35								0,000007
	толуол	%	0,22								0,000004
	ксилол	%	0,11								0,000002
	Всего	т/год		0,0019	/1000000	*	3600*	8760		0,0592	
углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,52								0,042938
углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀		%	26,8								0,015868
	бензол	%	0,35								0,000207
	толуол	%	0,22								0,000130
	ксилол	%	0,11								0,000065
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											



Источник №6007 - Площадка насосов										
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1. Исходные данные:										
1.1	Количество насосов	n	шт	1						
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0						
2. Расчет:										
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:									
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,02 *	1 /	3,6			0,0056
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,00403
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,00149
	бензол		%	0,35						0,00002
	толуол		%	0,22						0,00001
	ксилол		%	0,11						0,000006
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,02 *	1 *	8760,0	*	0,001	0,17520
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52						0,12706
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8						0,04695
	бензол			0,35						0,00061
	толуол			0,22						0,00039
	ксилол			0,11						0,00019
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02						
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года										



Источник №6008-6026 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		6
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		2,668300
		г/с		0,002668
		т/год		0,084148
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,001935
		т/год		0,061024
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,000715
		т/год		0,022552
бензол	0,35	г/с		0,000009
		т/год		0,000295
толуол	0,22	г/с		0,000006
		т/год		0,000185
ксилол	0,11	г/с		0,000003
		т/год		0,000093
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		3,452380
углеводороды C1-C5		г/с		0,003452
		т/год		0,108874
<u>Расчет на 18 скважин:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		48,029400
		г/с		0,048029
		т/год		1,514655
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,034831
		т/год		1,098428
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,012872
		т/год		0,405928
бензол	0,35	г/с		0,000168
		т/год		0,005301
толуол	0,22	г/с		0,000106
		т/год		0,003332
ксилол	0,11	г/с		0,000053
		т/год		0,001666
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		62,142840
углеводороды C1-C5		г/с		0,062143
		т/год		1,959737
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-? от 29.07.2011 г.				



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу



ЭРА v2.5 АО "НИПИнефтегаз"																										
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДС																										
ПР месторождение Октябрьское, 2 вариант (рекомендуемый) 2025 г.																										
Произ-водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовойздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффи-циент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплу-тационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещес-тва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости-жения НДС	
		Наименование	Количе-ство, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год		
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	
001		резервуар для нефти V=80 м3	1	8760	резервуар для нефти V=80 м3	0001	5	0,1	0,02	0,000192		-290	-60								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,066862	348239,583	1,425712	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,034709	180776,042	0,527313	
																					0602	Бензол (64)	0,000323	1682,292	0,006887	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000101	526,042	0,002164	
																					0621	Метилбензол (349)	0,000203	1057,292	0,004329	
001		резервуар для нефти V=80м3	1	8760	резервуар для нефти V=80м3	0002	5	0,1	0,02	0,000192		-292	-60								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,066862	348239,583	1,425712	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,034709	180776,042	0,527313	
																					0602	Бензол (64)	0,000323	1682,292	0,006887	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000101	526,042	0,002164	
																					0621	Метилбензол (349)	0,000203	1057,292	0,004329	
001		резервуар для нефти V=60 м3	1	8760	резервуар для нефти V=60 м3	0003	5	0,1	0,01	0,000096		-294	-60								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,033431	348239,583	0,712856	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,012355	128697,917	0,263656	
																					0602	Бензол (64)	0,000161	1677,083	0,003443	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000051	531,25	0,001082	
																					0621	Метилбензол (349)	0,000101	1052,083	0,002164	
001		резервуар для нефти V=60 м3	1	8760	резервуар для нефти V=60 м3	0004	5	0,1	0,01	0,000096		-296	-60								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,033431	348239,583	0,712856	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,012355	128697,917	0,263656	
																					0602	Бензол (64)	0,000161	1677,083	0,003443	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000051	531,25	0,001082	
																					0621	Метилбензол (349)	0,000101	1052,083	0,002164	
001		резервуар для нефти V=60 м3	1	8760	резервуар для нефти V=60 м3	0005	5	0,1	0,01	0,000096		-298	-60								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,033431	348239,583	0,712856	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,012355	128697,917	0,263656	
																					0602	Бензол (64)	0,000161	1677,083	0,003443	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000051	531,25	0,001082	
																					0621	Метилбензол (349)	0,000101	1052,083	0,002164	
001		резервуар для нефти V=60 м3	1	8760	резервуар для нефти V=60 м3	0006	5	0,1	0,01	0,000096		-289	-60								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,033431	348239,583	0,712856	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,012355	128697,917	0,263656	
																					0602	Бензол (64)	0,000161	1677,083	0,003443	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000051	531,25	0,001082	
																					0621	Метилбензол (349)	0,000101	1052,083	0,002164	
001		котел паровой для подогрева нефти	1	8760	котел паровой для подогрева нефти	0007	5	0,1	0,01	0,0000785		-150	-70								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0037	47133,758	0,11655	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0006	7643,312	0,01894	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00034	4331,21	0,01065	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00794	101146,497	0,25049	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,01877	239108,28	0,59187	

001		котел паровой для подогрева нефти	1	8760	котел паровой для подогрева нефти	0008	5	0,1	0,01	0,0000785		-152	-70							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0037	47133,758	0,11655	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0006	7643,312	0,01894	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00034	4331,21	0,01065	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00794	101146,497	0,25049	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,01877	239108,28	0,59187	
001		котел паровой для подогрева нефти	1	8760	котел паровой для подогрева нефти	0009	5	0,1	0,01	0,0000785		-154	-70							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0037	47133,758	0,11655	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0006	7643,312	0,01894	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00034	4331,21	0,01065	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00794	101146,497	0,25049	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,01877	239108,28	0,59187	
001		стояк налива нефти	1	8760	стояк налива нефти	0010	5	0,1	0,57	0,0044		-45	-126							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0174	3954,545	0,01008	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00643	1461,364	0,00373	
																				0602	Бензол (64)	0,000084	19,091	0,00005	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000026	5,909	0,000015	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000053	12,045	0,000031	
001		стояк налива нефти	1	8760	стояк налива нефти	0011	5	0,1	0,57	0,0044		-47	-126							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0174	3954,545	0,01008	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00643	1461,364	0,00373	
																				0602	Бензол (64)	0,000084	19,091	0,00005	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000026	5,909	0,000015	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000053	12,045	0,000031	
001		стояк налива нефти	1	8760	стояк налива нефти	0012	5	0,1	0,57	0,0044		-49	-126							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0174	3954,545	0,01008	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00643	1461,364	0,00373	
																				0602	Бензол (64)	0,000084	19,091	0,00005	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000026	5,909	0,000015	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000053	12,045	0,000031	
001		стояк налива нефти	1	8760	стояк налива нефти	0013	5	0,1	0,57	0,0044		-51	-126							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0174	3954,545	0,01008	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00643	1461,364	0,00373	
																				0602	Бензол (64)	0,000084	19,091	0,00005	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000026	5,909	0,000015	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000053	12,045	0,000031	
001		площадка АГЗУ	1	8760	площадка АГЗУ	6001	2				30	-255	-67	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,019351		0,610238	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,007151		0,225515	
																				0602	Бензол (64)	0,000093		0,002945	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000029		0,000926	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000059		0,001851	
001		площадка нефтегазосепаратора	1	8760	площадка нефтегазосепаратора	6002	2				30	-257	-67	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03149		0,99305	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01164		0,36698	
																				0602	Бензол (64)	0,00015		0,00479	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00005		0,00151	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0001		0,00301	
001		площадка насосов НД-2,5	1	8760	площадка насосов НД-2,5	6003	2				30	-259	-67	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,004029		0,127055	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001489		0,046954	
																				0602	Бензол (64)	0,000019		0,000613	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000006		0,000193	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000012		0,000385	



001		блок дозирования реагента	1	8760		6004	2				30	65	-253	2	2					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,003986		0,125701	
001		площадка дренажных емкостей	1	8760		6005	2				30	-269	-83	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,001362		0,042938	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000503		0,015868	
																				0602	Бензол (64)	0,000007		0,000207	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000002		0,000065	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000004		0,00013	
001		площадка дренажных емкостей	1	8760		6006	2				30	-271	-83	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,001362		0,042938	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000503		0,015868	
																				0602	Бензол (64)	0,000007		0,000207	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000002		0,000065	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000004		0,00013	
001		площадка насосов НБ-125	1	8760		6007	2				30	-273	-83	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00403		0,12706	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00149		0,04695	
																				0602	Бензол (64)	0,00002		0,00061	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000006		0,00019	
																				0621	Метилбензол (349)	0,00001		0,00039	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6008	2				30	-104	-95	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																				0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6009	2				30	-64	-105	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																				0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6010	2				30	-14	-143	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																				0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6011	2				30	34	-180	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																				0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6012	2				30	74	-163	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																				0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6013	2				30	84	-189	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																				0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																				0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	



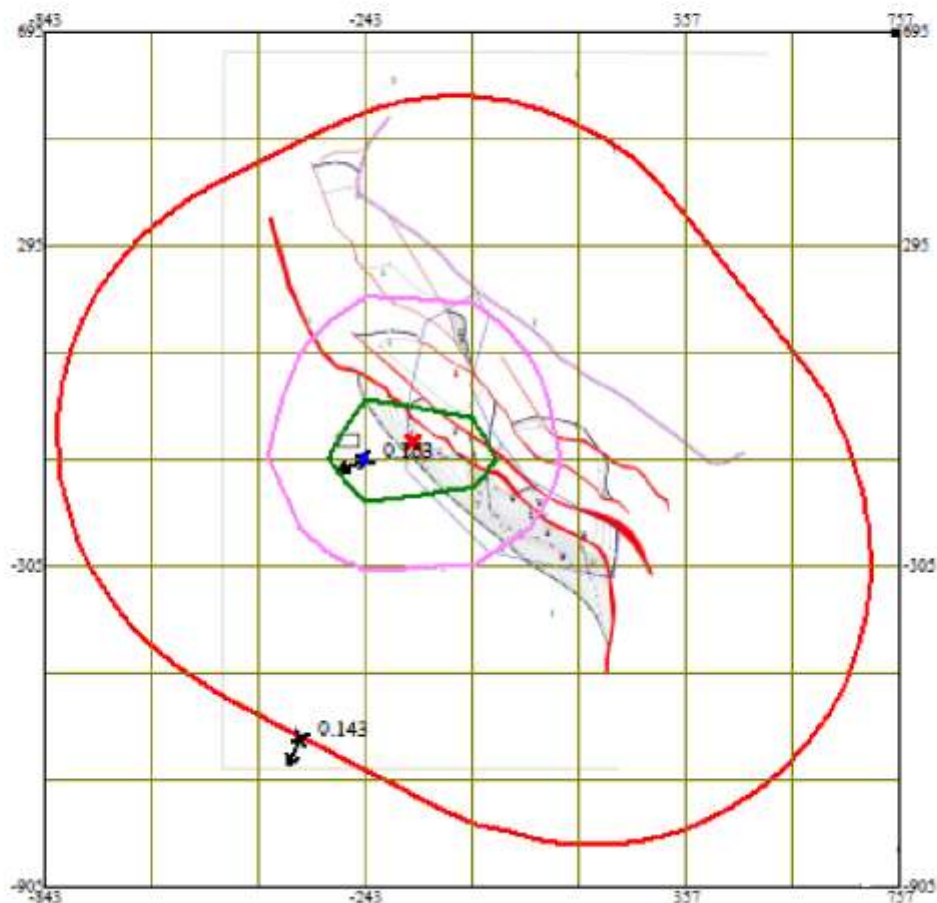
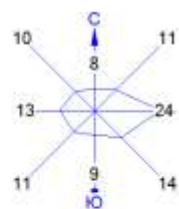
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6014	2			30	69	-215	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																			0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6015	2			30	101	-247	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																			0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6016	2			30	128	-290	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																			0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6017	2			30	169	-249	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																			0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6018	2			30	-133	-97	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																			0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6019	2			30	-72	53	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																			0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	
001		площадка добывающей скважины	1	8760		6020	2			30	183	-303	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005387		0,169898	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000715		0,022552	
																			0602	Бензол (64)	0,000009		0,000295	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000003		0,000093	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000006		0,000185	

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний



Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

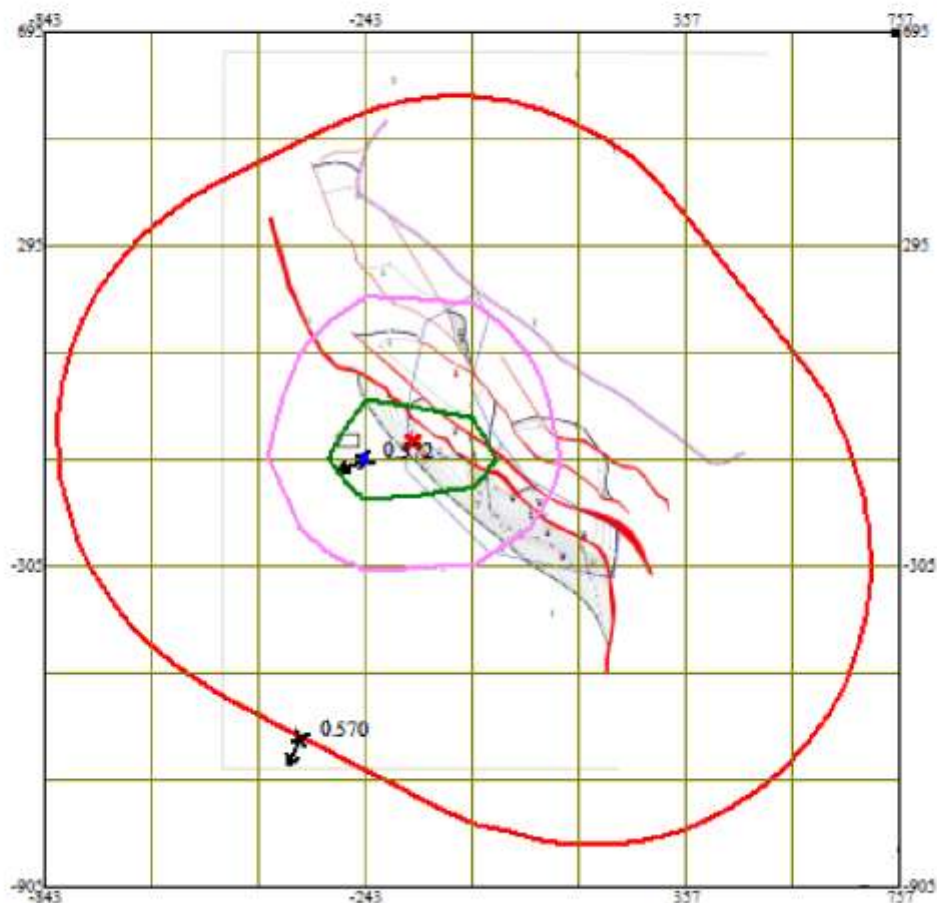
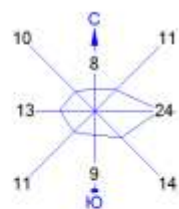
- 0.164 ПДК
- 0.168 ПДК

0 118 354м.
 Масштаб 1:11800

Макс концентрация 0.1630383 ПДК достигается в точке $x = -243$ $y = -105$
 При опасном направлении 69° и опасной скорости ветра 0.56 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9



Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Black dot] Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

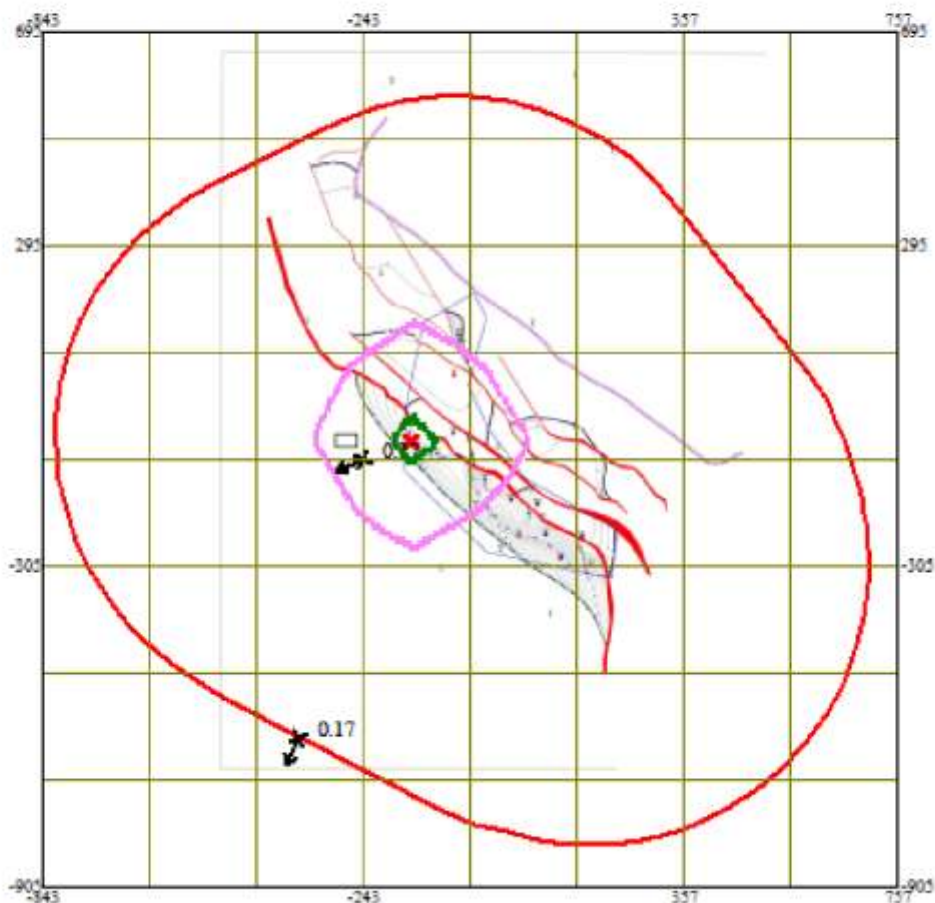
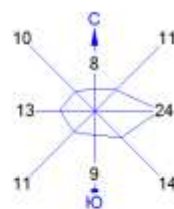
Изолинии в долях ПДК
 [Pink line] 0.540 ПДК
 [Green line] 0.580 ПДК

0 118 354м.
 Масштаб 1:11800

Макс концентрация 0.5718679 ПДК достигается в точке $x = -243$ $y = -105$
 При опасном направлении 69° и опасной скорости ветра 0.56 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9



Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



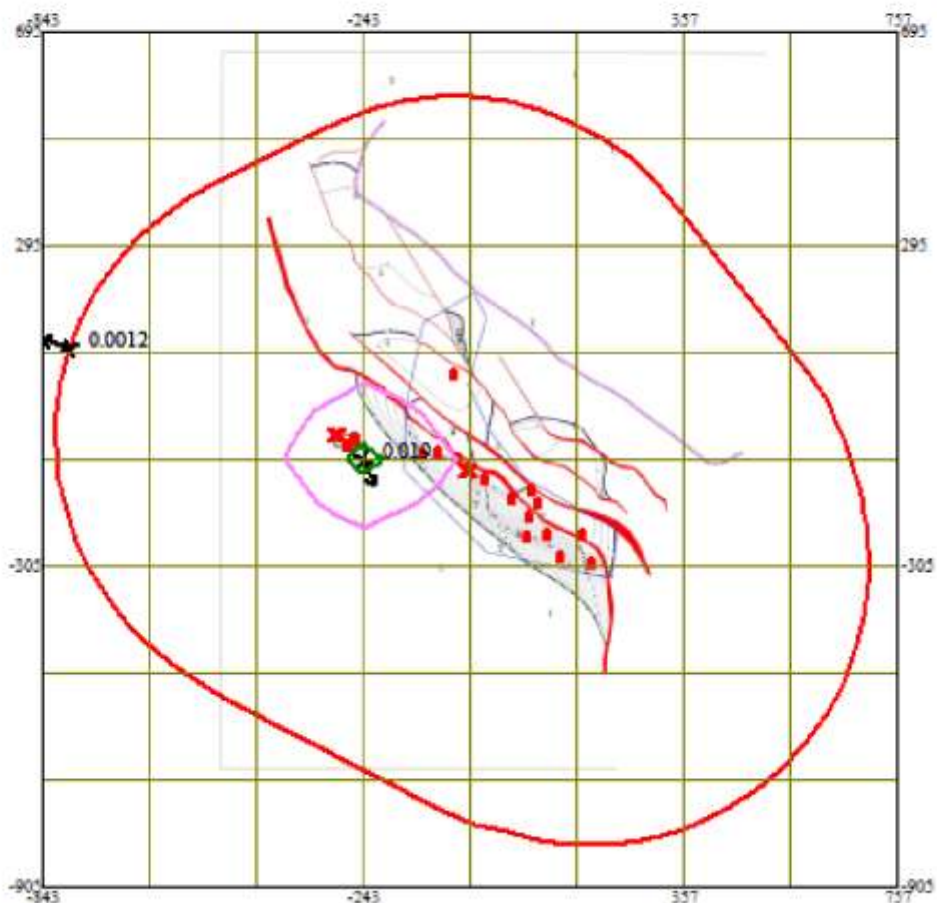
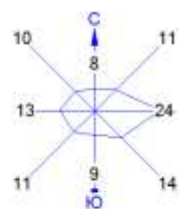
Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Star] Максим. значение концентрации
 [Line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Pink line] 0.18 ПДК
 [Green line] 0.20 ПДК

0 118 354м.
 Масштаб 1:11800

Макс концентрация 0.1702749 ПДК достигается в точке $x = -243$ $y = -105$
 При опасном направлении 69° и опасной скорости ветра 0.56 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9

Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



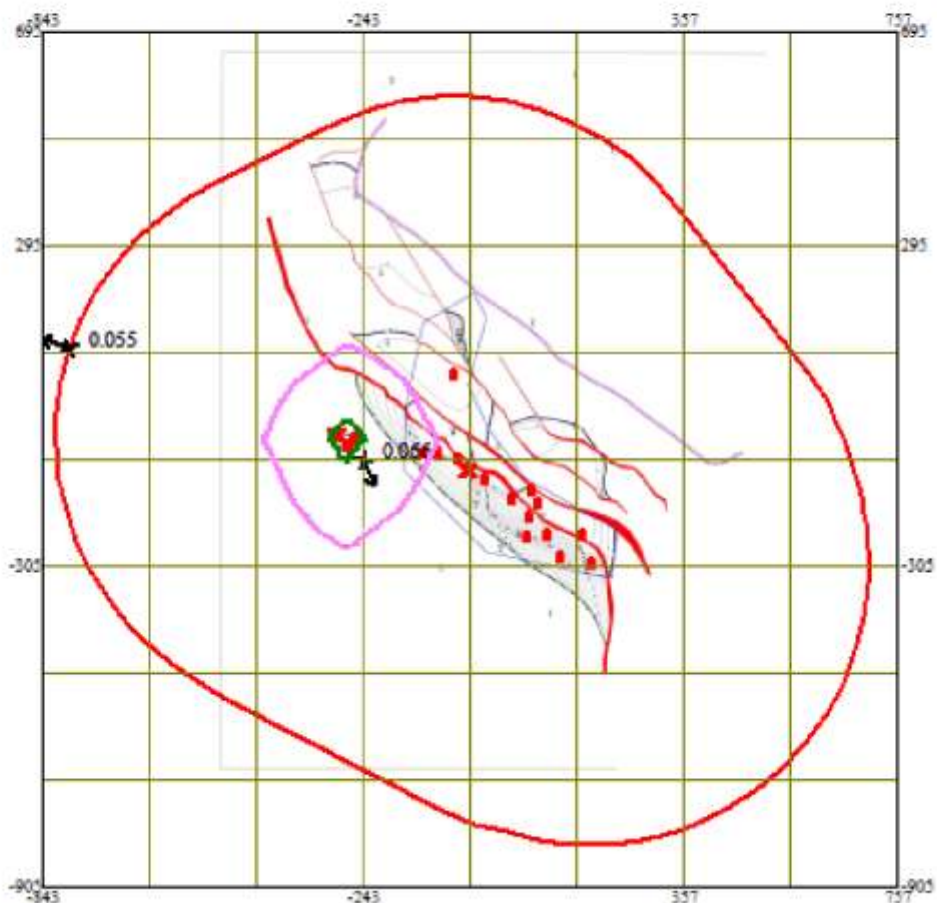
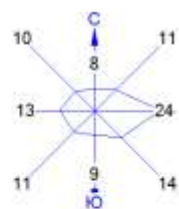
Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Black dot] Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.0086 ПДК
 — 0.017 ПДК

0 118 354м.
 Масштаб 1:11800

Макс концентрация 0.0189866 ПДК достигается в точке $x = -243$ $y = -105$
 При опасном направлении 337° и опасной скорости ветра 0.61 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9

Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



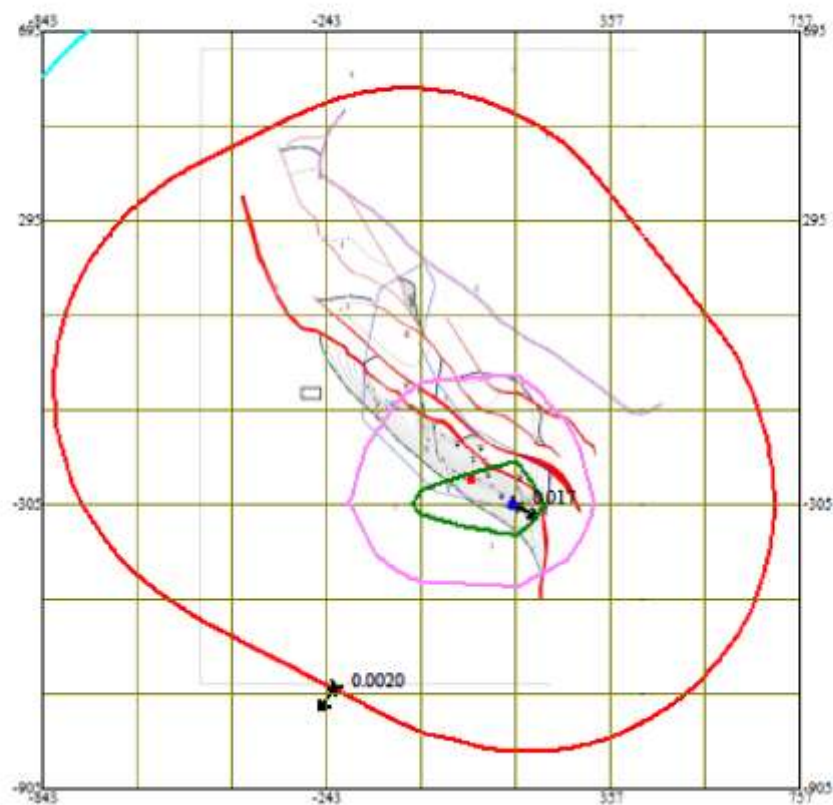
Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Black dot] Максим. значение концентрации
 [Red line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Pink line] 0.065 ПДК
 [Green line] 0.063 ПДК

0 118 354м.
 Масштаб 1:11800

Макс концентрация 0.0661397 ПДК достигается в точке $x = -243$ $y = -105$
 При опасном направлении 336° и опасной скорости ветра 0.59 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9

Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



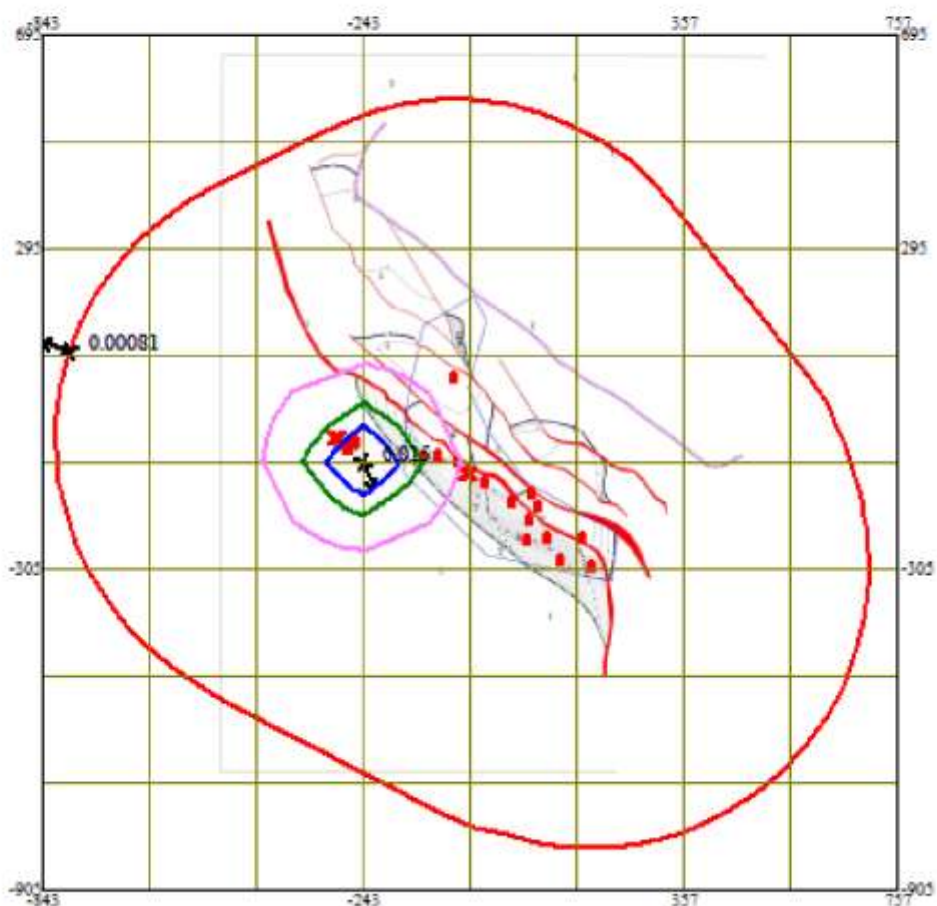
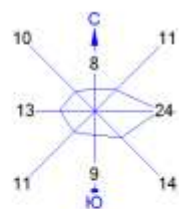
Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Black square] Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00044 ПДК
 — 0.0066 ПДК
 — 0.013 ПДК
 — 0.016 ПДК



Макс концентрация 0.0165051 ПДК достигается в точке x= 157 y= -305
 При опасном направлении 299° и опасной скорости ветра 1.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9

Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



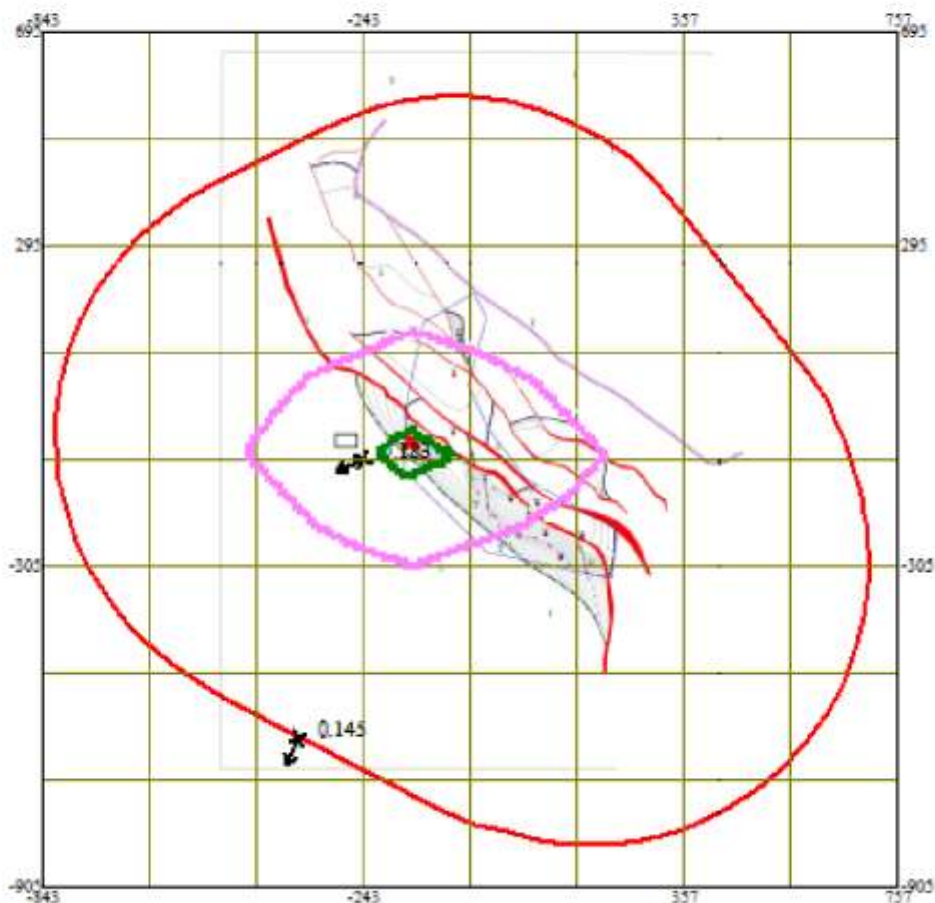
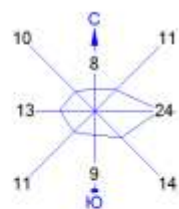
Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Black dot] Максим. значение концентрации
 [White rectangle] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.0044 ПДК
 — 0.0086 ПДК
 — 0.011 ПДК

0 118 354м.
 Масштаб 1:11800

Макс концентрация 0.0151392 ПДК достигается в точке $x = -243$ $y = -105$
 При опасном направлении 337° и опасной скорости ветра 0.6 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9

Город : 205 Октябрьское
 Объект : 0009 Октябрьское 2 вариант (рекомендуемый) 2025
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330



Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Black dot] Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Pink line] 0.185 ПДК
 [Green line] 0.188 ПДК

0 118 354м.
 Масштаб 1:11800

Макс концентрация 0.1828136 ПДК достигается в точке $x = -243$ $y = -105$
 При опасном направлении 69° и опасной скорости ветра 0.56 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9



ПРИЛОЖЕНИЕ 4
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование





ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079P

Выдана

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс I

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан», Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

-

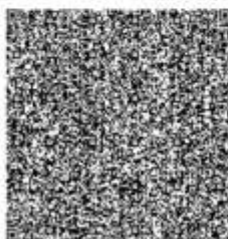
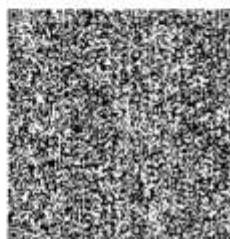
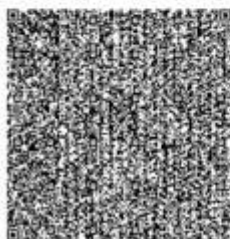
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **07.08.2007**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан

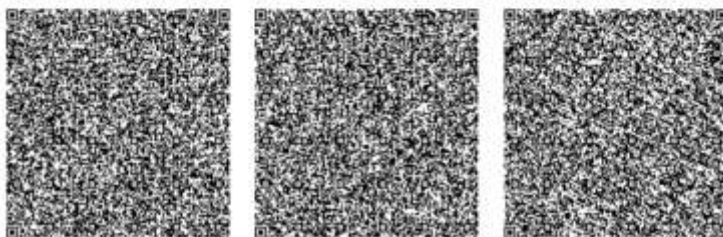




ЛИЦЕНЗИЯ

Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего: Абдуалиев Айдар Сейсенбекович





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

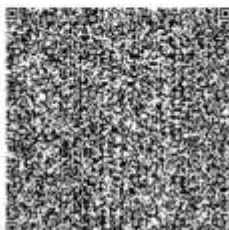
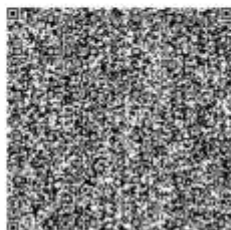
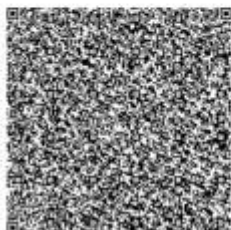
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001
 Срок действия
 Дата выдачи приложения 07.08.2007
 Место выдачи г.Нур-Султан

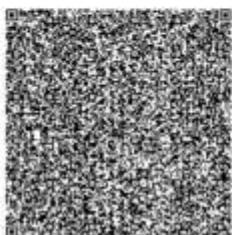
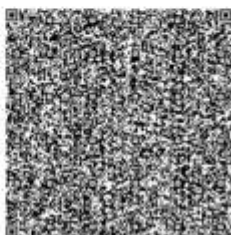
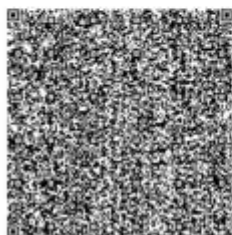
Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қазанындағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес және табылғаннан бері қолданыстағы заңмен өзгертілген. Дәлелді құжаттың электрондық цифрлық қолтаңбасымен расталған. Құжаттың электрондық цифрлық қолтаңбасымен расталған. Құжаттың электрондық цифрлық қолтаңбасымен расталған.

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)



ПРИЛОЖЕНИЕ 5
Горный отвод месторождения Октябрьское





КОШІРМЕ
КОПИЯ
к Договору № 02/14-1997г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 16 ноября 2016 г. Рег. № 261 Д-УВС

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
МИНИСТЕРСТВА ПО ИНВЕСТИЦИЯМ И РАЗВИТИЮ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

ГОРНЫЙ ОТВОД

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Светланд Ойл» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Октябрьское в пределах блока XXVII-7-F(частично) на основании решения Компетентного органа Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол № 10/МЭ РК от 24 июня 2016 года).

Горный отвод расположен в Атырауской области.

Границы горного отвода показаны на картограмме и обозначены координатами угловых точек с № 1 по № 11

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	46	40	59	49	54	27
2	46	41	09	49	54	27
3	46	41	23	49	54	31
4	46	41	28	49	54	43
5	46	41	24	49	54	46
6	46	41	13	49	54	42
7	46	41	06	49	54	47
8	46	40	58	49	54	56
9	46	40	50	49	55	18
10	46	40	42	49	55	17
11	46	40	46	49	54	47

Площадь горного отвода – 0,62 (ноль целых шестьдесят два сотых) кв. км.

Глубина разработки – минус 1040 м.

Заместитель Председателя



Н.Курбанов

г. Астана,
ноябрь, 2016 г.

Келесі бетті қараңыз
Смотрите на обороте



КОШІРМЕ
КОПИЯ
к Договору от 12.12.1997г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 16 ноября 2016 г. Рег. № 261 Д-УВС

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
МИНИСТЕРСТВА ПО ИНВЕСТИЦИЯМ И РАЗВИТИЮ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

ГОРНЫЙ ОТВОД

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Светланд Ойл» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Октябрьское в пределах блока XXVII-7-F(частично) на основании решения Компетентного органа Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол № 10/МЭ РК от 24 июня 2016 года).

Горный отвод расположен в Атырауской области.

Границы горного отвода показаны на картограмме и обозначены координатами угловых точек с № 1 по № 11

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	46	40	59	49	54	27
2	46	41	09	49	54	27
3	46	41	23	49	54	31
4	46	41	28	49	54	43
5	46	41	24	49	54	46
6	46	41	13	49	54	42
7	46	41	06	49	54	47
8	46	40	58	49	54	56
9	46	40	50	49	55	18
10	46	40	42	49	55	17
11	46	40	46	49	54	47

Площадь горного отвода – 0,62 (ноль целых шестьдесят два сотых) кв. км.

Глубина разработки – минус 1040 м.

Заместитель Председателя



(Handwritten signature)

Н.Курбанов

г. Астана,
ноябрь, 2016 г.

Келесі бетті қараңыз
Смотрите на обороте

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
Санитарно-эпидемиологическое заключение на Проект установления санитарно-защитной зоны



Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД КҰЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан	
Мемлекеттік органның атауы Наименование государственного органа "Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"	

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение
 № Е.06.Х.КЗ15VBZ00036642
 Дата: 22.08.2022 ж. (г.)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)

Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) ТОО «Светланд-Ойл» месторождения «Октябрьское» и ПСН «Забурунье»

(«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» 2020 жылғы 7 шілдесі Қызақстан Республикасы Кодекстың 20-бабы секілес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атыуы) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізілді (Проведена) **Заявление от 10.08.2022 12:16:31 № КЗ22RLS00082189**

өтініш, ұйғарым, құрыл бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күші, мейірі) по обращению, предписанию, постановлению, приказу и другие (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) **Товарищество с ограниченной ответственностью "Светланд - Ойл", Курмангазинский район Атырауской области**

Шұғылшылық жүргізуші субъектінің толық атыуы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің тегі, аты, өкесінің аты, қолы. (полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

Нефтедобыча углеводородного сырья.

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)

4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) **ТОО «ЭКО НАЙС»**

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) **заявление от 10.08.22: № КЗ22RLS00082189, проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) ТОО «Светланд-Ойл» месторождения «Октябрьское» и ПСН «Забурунье»**

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) **не требуется**

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организаций если имеются) **нет**

Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8. Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Наименование предприятия: **ТОО «Светланд-Ойл»**

Основная сфера деятельности: **нефтедобыча углеводородного сырья.**

Рассматриваемые в данном проекте объекты предприятия: **месторождение Октябрьское и ПСН Забурунье..**

Бұл құжат ЕР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына секілес қағаз бетіндегі құжат тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында қарастырылған. Электрондық құжат тұтынушысы www.elicense.kz порталында тексере аласыз. Дәлелді құжаттың сәйкестігіне 1-статья 7-ЗРК от 7-января 2003-года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» разносторонний документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Административное расположение рассматриваемых объектов:

□ Месторождение Октябрьское находится на территории Курмангазинского района Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Ганюшкино расположенный в 60 км к юго-западу и с. Забурунье в 25 км к северо-востоку,

□ Пункт сбора нефти Забурунье расположен на территории Исатайского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является с. Забурунье, расположенное в 3 км от территории площадки.

Областной центр - г. Атырау от месторождения удален на расстоянии 230 км и на 215 км от Пункта сбора нефти.

Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань.

По климатическому районированию территория деятельности ТОО «Светланд Ойл» месторождения «Октябрьское» и ПСН «Забурунье» относится к резкоконтинентальному климату. Среднегодовая температура воздуха составляет +4,8°C. Продолжительность безморозного периода 160-170 дней. Последние весенние заморозки прекращаются в третьей декаде апреля, первые осенние наступают в первой декаде октября. Средняя температура июля +24,5 +28°C, января -12, -13°C. Лето сухое и жаркое (до +40°C), зима холодная (до -35°C).

Осадков выпадает мало, среднегодовое количество составляет от 190 до 350 мм, при среднемесячном - от 4,9 до 50 мм. Наибольшая суточная сумма осадков зимой достигает 10 мм, летом - 186 мм. Максимум осадков приходится на конец весны - начало лета и осенний периоды. Устойчивый снежный покров образуется во второй декаде декабря, и сохраняется в среднем 3-3,5 месяца, высота снежного покрова за год меняется от 13 до 30 см, достигая иногда 50 см, средние запасы воды в снеге - 40-50 мм. Глубина промерзания почвы нулевая, в почво-грунты колеблется от 1,64 до 2,42 м в зависимости от гранулометрического состава. Характерной особенностью района является наличие постоянно дующих ветров, в

зимнее время они преимущественно южного и юго-восточного направления со скоростью до 6,2 м/с, а в летнее время - северного, северо-западного и восточного направления со средней скоростью около 4,3 м/с. Среднегодовая скорость ветра равна 4,6 м/с с преобладанием восточного ветра.

Исследуемая территория расположена в пустынной зоне, где господствует резко континентальный климат, который формируется под значительным влиянием радиационных факторов, особенно в летнее время. Зимой сюда проникает континентальный сибирский воздух, летом - континентальный воздух Западной Сибири и юго-восточных районов России. Эти воздушные массы претерпевают трансформацию приближаясь по своим свойствам к тропическим воздушным массам. По условиям увлажнения зона относится к типичным пустыням.

Ветряная погода является характерной чертой местного климата.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЛЕГАЮЩИХ ЗАСТРОЕК НА ТЕРРИТОРИИ СЗЗ ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчетная (предварительная) СЗЗ установлена ранее разработанным проектом обоснования СЗЗ. Согласно ранее действующих Санитарных правил Утвержденных приказом МНЭ РК от 20.03.2015г. № 237, ориентировочный (расчетный) размер СЗЗ установлен в пределах 500 метров. На площадке осуществляется добыча нефти, следовательно, согласно требованиям п.12 п.п. 3 производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов.

В районе расположения в пределах СЗЗ так и несколько километров за ее пределами отсутствуют и запрещено расположение в будущем - зоны отдыха, дачные массивы, санатории, учебные заведения, жилые и водные зоны.

Баланс территории объекта: Месторождение 80% Вахтовый городок 20% РАСЧЕТ СЗЗ ПО ФАКТОРУ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

Краткая характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы
Основной производственной деятельностью ТОО «Светланд Ойл» является нефтедобыча углеводородного сырья.

Для ускорения расчетов рассеивания примесей в атмосфере аналогичные неорганизованные источники выбросов (дренажные емкости, насосы для перекачки нефтепродуктов) объединены в группу. Такая нумерация однотипных неорганизованных источников при объединении их в группу, позволяет навести порядок в номерах неорганизованных источников в случае изменения их количества.

Как источник загрязнения атмосферы компания характеризуется выбросами от источников, расположенных на двух площадках:



□ Месторождение Октябрьское

□ Пункт сбора нефти Забурунье

Неорганизованные источники ТОО «Светланд-Ойл» представлены выбросами от сварочных работ, дренажных емкостей, насосов для перекачки нефтепродуктов и резервуаров для хранения нефтепродуктов.

Организованные источники представлены трубами:

Дымовые трубы котлов Saturn Navien 735 GTD, Gropoz Ква81.ЛЖТн (ВВ 735). В процессе работы в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид и углерод оксид.

Дизельгенератор AKSAAPD □

200С используется как резервный источник электропитания.

Дизельный сварочный агрегат

передвижной дизельный сварочный агрегат предназначен для проведения сварочных работ.

При работе дизельных передвижных сварочных агрегатов ДЭС в атмосферу поступают: оксид углерода, формальдегид, сажа, бенз(а)пирен, диоксиды азота и серы.

Приоритетным загрязняющим веществом, выбрасываемым в атмосферу организованными и неорганизованными источниками, являются углеводороды.

Краткая характеристика деятельности предприятия с точки зрения загрязнения атмосферы источниками загрязнения.

Стационарные источники выбросов в свою очередь делятся на организованные и неорганизованные.

На данном предприятии имеются как организованные, так и неорганизованные источники.

К организованным источникам выбросов относятся:

дымовые трубы котлов. В процессе работы в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид и углерод оксид.

выхлопные трубы дизельных электростанций (ДЭС) - при работе ДЭС в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, бенз(а)пирен, формальдегид, углеводороды предельные C12 □ C19.

К неорганизованным источникам выбросов относятся неплотности соединений, запорно □ регулирующая арматура на следующем технологическом оборудовании:

дыхательные клапаны резервуаров для нефти - при хранении и приеме нефти в атмосферу выделяются следующие вещества: смесь углеводородов предельных C1 □ C5, смесь углеводородов предельных C6 □ C10, бензол, диметилбензол, метилбензол.

сварочный пост □ при работе сварочного поста в атмосферный воздух выделяются: железо оксид, марганец и его соединения, фтористые газообразные соединения.

АЗС - в процессе работы АЗС в атмосферу выделяются: алканы C12 □ C19.

дренажные емкости □ при работе в атмосферный воздух выделяются: смесь углеводородов предельных C1 □ C5, смесь углеводородов предельных C6 □ C10, бензол, диметилбензол, метилбензол.

По результатам проведенного мониторинга за 2021 год, превышений ни по одному из загрязняющих веществ не обнаружено.

Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, их комбинации с суммирующим действием, класс опасности, а также предельно допустимые концентрации (ПДК) в атмосферном воздухе населенных мест приведены в табл. 1 ТОО «Светланд-Ойл».

Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу на 2022 год (основная деятельность ТОО «Светланд-Ойл») представлено в таблице.

Уточнение границ согласно расчету рассеивания выбросов ЗВ в атмосферу от источников загрязнения

По результатам рассеивания в проекте обоснования СЗЗ, на которое было получено положительное санитарно □ эпидемиологическое заключение (приложение 2), было проведено рассеивание загрязняющих веществ в атмосферу с учетом полной нагрузки оборудования. Расчет был проведен автоматически по программному комплексу УПРЗА "ЭРА" v3.0 фирмы НПП "Логос-Плюс", Новосибирск. По результатам рассеивания проектом обоснования была обоснована окончательная СЗЗ в 500 метров как приемлемая для данного вида производства. Результаты рассеивания сведены в таблицу. Данное рассеивание проведено без учета фона, так как в месте расположения месторождений посты наблюдения находятся в отдалении от всех месторождений. Для показателя фона приняты натуральные исследования, которые показывают результаты с включением фоновых концентраций (общий



фон). Выводы: Выбросы загрязняющих веществ в атмосфере определены при наилучших метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования. Расчеты выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах от источников загрязнения атмосферы с учетом одновременности работы всех источников. Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы не выявил какого-либо превышения норм качества воздуха на границе СЗЗ. Кроме того, ветровая деятельность будет способствовать рассеиванию выбросов загрязняющих веществ в атмосфере и быстрому снижению концентраций загрязняющих веществ в воздухе. Уточнение границ СЗЗ по результатам анализов выбросов загрязняющих веществ. Для подтверждения окончательной (установленной) СЗЗ необходимы натуральные измерения выбросов загрязняющих веществ в течение не менее года. Компанией ежеквартально проводятся замеры на границе СЗЗ для подтверждения отсутствия превышений установленных ПДК по атмосфере. Для лучшего результата использованы замеры за 2021 гг.

Замеры выбросов на промышленной площадке проводили аккредитованная лаборатория экологических исследований и мониторинга ТОО «Геоэкосервис» (Аттестат аккредитации KZ.T.06.03 069 от 29.12.2018г) Замеры проводятся согласно разработанной программе производственного экологического контроля. Результаты измерений за 2021 год собраны в единую таблицу. По результатам натуральных годовых измерений видно, что превышений норм ПДК не по одному из ингредиентов не обнаружено, что дает нам право исключить увеличение СЗЗ и принять расчетную (предварительную) СЗЗ в размере 500 метров как окончательную. В Приложении 4 приведены протоколы измерений за 2021 год.

Посты наблюдения

На месторождении постоянных постов наблюдений нет. Замеры проводятся с привлечением аккредитованных лабораторий.

Уточнение границ СЗЗ с учетом физического воздействия

Производственный шум

Результаты проведенных наблюдений

Технологические процессы могут являться источниками сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а так же на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный шум создается при работе компрессоров, насосов, транспорта и другой техники.

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния. При удалении от источника до двухсот метров происходит быстрое затухание шума.

На территории предприятия источниками шума служат:

• технологическое оборудование

• транспортные средства. Проектом обоснования проводился замер по уровню шума и показал допустимые показатели на границе СЗЗ.

Радиационная обстановка.

При производственной деятельности предприятия не будут внедряться технологии и оборудование, нетипичные для данного производства, т.е. не будет наблюдаться существенные изменения в радиационной обстановке.

При производственной деятельности площадки предприятия, радиационная обстановка должна быть в норме, то есть мощность экспозиционной дозы гамма-излучения должны составлять $7 \div 12 \text{ мкР/час}$.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов и 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.

Результаты измерений уровней шума и вибрации

Согласно данным протоколов проведенных измерений шума и вибрации получены результаты, которые показали отсутствие превышений на границах СЗЗ.

Ниже приведены таблицы со сводными данными по уровню шума и вибрации.

Расчет СЗЗ по фактору шумового воздействия



Определение размера СЗЗ по фактору шума проводилось при помощи натурных измерений. Измерения шума проводились работниками испытательной лаборатории на фиксированном расстоянии от промплощадки предприятия. Замеры уровня шума показали, что превышения гигиенических нормативов уровня шума не наблюдается. Исходя из вышесказанного, на настоящий момент с учетом нынешних объемов производства, на границе СЗЗ предприятия уровень загрязнения атмосферного воздуха, уровня шума и вибрации находится в пределах допустимых значений, следовательно проведение расчета по шуму, вибрации будет значительно ниже имеющейся СЗЗ и имеющиеся СЗЗ по фактору загрязнения значительно превышает, что исключает корректировку СЗЗ по шуму и вибрации.

Исходя из вышесказанного предлагаемый максимальный размер санитарно-защитной зоны для ТОО «Светланд-Ойл» составит 500 м.

Оценка риска здоровью населения при воздействии химических веществ загрязняющих атмосферный воздух

Согласно приложения 9 СП №ДСМ-2 «В случае, если расстояние от границы объекта в 2 раза и более превышает нормативную (минимальную) СЗЗ до границы нормируемых территорий, а также для кладбищ, животноводческих и птицеводческих объектов, выполнение работ по оценке риска для жизни и здоровья населения не целесообразно». Так как минимальная СЗЗ объекта является 500 метров то ближайшая зона при которой необходимо проведение оценки риска должна находиться на расстоянии менее 2 км. Все месторождения находятся более чем 3 км, следовательно проведение оценки риска является не целесообразным. Но для уточнения границ СЗЗ и утверждения, что на территории жилой зоны отсутствует воздействия которые могут вызвать риски для

Месторождение «Октябрьское» находится на территории Курмангазинского района Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Ганюшкино, расположенный в 60 км к юго-западу и с. Забурунье в 25 км к северо-востоку.

Пункт сбора нефти Забурунье расположен на территории Исатайского района.

Ближайшим населенным пунктом является с. Забурунье, расположенное в 3 км от территории площадки от границы источников воздействия проведена оценка риска.

Места трассировки границ СЗЗ

Расстояние границ СЗЗ является 500 метров. СЗЗ нанесено с учетом расстояния от каждого крайнего источника. Ниже приведены карты с нанесением СЗЗ и контрольные точки по 8 румбам.

ПОЛНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ СЗЗ

Согласно, санитарных правил приложению 1 к «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2 «Размер санитарно-защитной зоны для месторождения составляет не менее 500 м, в соответствии с Приложением 1, раздел 3, пункт 12, подпункт 3 как производство по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов.

Результаты исследования всех факторов

В ходе разработки проекта СЗЗ были рассмотрены все аспекты влияния производства на сферы окружающей среды и население. Ближайшие жилые массивы расположены на расстоянии от 3км, 60км, 25км и более от границ крайнего источника. В виду отдаленности водных ресурсов рассмотрение влияние на них является не целесообразным, так как по всем параметрам выбросы на границе СЗЗ (500 м) значительно ниже установленной нормы, что дает нам право, считать что концентрация загрязняющих химических и физических загрязнений от производства на участке водной зоны будет равно нулю.

Атмосфера по результатам рассеивания и натуральных исследований отчетливо видно, что превышений ПДК на границах СЗЗ нет, соответственно влияние на ЖЗ считается как допустимое

Почва - больше подвержена воздействиям от деятельности месторождений, в обреченные периоды проводится очистка территории и контроль за изменением состава почвенного покрова.

Физические факторы физические факторы в основном шум и вибрация, негативно сказываются на здоровье, вызывают нервное истощение. Ежеквартально проверяются уровни шума и вибрации и результаты показывают, что превышений уровня ПДУ на местах производства в пределах нормы, к тому же данные факторы кратковременны и персонал снабжен наушниками для еще большего сокращения уровня шумового воздействия.

Оценка риска на здоровье населения

По результатам рассеивания видно что даже на границе СЗЗ (500м) отсутствуют пороговые превышения уровня негативного влияния. Что доказывает, что ближайшее



месторождение не оказывает сильного негативного влияния на население. Тем более сильные ветра частые в данном регионе способствуют быстрому рассеиванию веществ.

Вывод

С учетом всех факторов влияния на здоровье населения, а также на рабочий персонал, можно сделать вывод, что производственный процесс с учетом максимальной нагрузки на источники окажет допустимое влияние, которое не будет оказывать негативного воздействия на здоровье жилой зоны.

Изучив все воздействия которые могут влиять на изменение СЗЗ, можно сделать вывод, что граница СЗЗ в 500 метров является приемлемой для данных участков.

Для установления окончательной СЗЗ были проведены годичные измерения загрязняющих веществ в атмосферу на границах СЗЗ. По результатам замеров видно, что превышений норм ПДВ и ПДУ не обнаружено, в связи, с чем можно принять СЗЗ с размером 500 метров как окончательную. На основании выше сказанного окончательная СЗЗ для участков, с учетом всех измерений и расчетов рассеивания принята с размером 500 метров.

Предприятие относится к 2 классу опасности согласно СП. —

АНАЛИЗ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Водопотребление воды происходит за счет водопроводов использования поверхностных вод не происходит. Водоотведение происходит в канализационные колодцы и либо отчистаются на собственных очистных установках или вывозятся по договору в места где это не предусмотрено. Ведется строгий учет потребленной воды, отведенной и очищенной. Баланс водопотребления и отведения ведется в журналах и регистрируется по факту.

ОБРАЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОТХОДОВ

Система управления отходами включает в себя десять этапов технологического цикла:

- Образование/накопление отходов.
- Сбор/идентификация/сортировка/маркировка отходов.
- Временное складирование отходов.
- Транспортирование/передача отходов.
- Удаление отходов.

Ниже рассмотрены основные этапы технологического цикла обращения с отходами

Образование/накопление отходов

Первым этапом технологического цикла обращения с отходами является образование отходов. Образование/накопление отходов имеет место в технологических процессах при добыче и разработке нефтяных месторождений, а также от объектов инфраструктуры в период эксплуатации (вахтовые поселки), при бурении скважин, в период строительства новых или ликвидации старых объектов.

• Нефтешлам - образуется в виде данного осадка при хранении продуктов добычи в резервуарах (пластовый песок и грунт, пропитанный нефтью, осевший в резервуарах, отстойниках, буферных емкостях, ГЗУ). Основным загрязняющим компонентом нефтешлама являются нефтепродукты. Отходы вспомогательного производства: в процессе обслуживания и ремонта

нефтепромышленного технологического оборудования, эксплуатации и ремонте автотранспортных средств и изношенного технологического оборудования, при ремонте зданий и сооружений. К отходам вспомогательного производства относятся: отработанные пневматические шины, промасленная ветошь, отработанные аккумуляторные батареи, отработанные люминесцентные лампы, металлическая стружка, отработанные масла, огарки сварочных электродов, отработанные масляные фильтры, отходы от эксплуатации офисной техники, твердые бытовые отходы.

• Отработанные аккумуляторные батареи □ образуются в процессе эксплуатации автотранспорта. Не пожароопасные, не взрывоопасные. Содержат свинец и электролит. Электролит вызывает коррозию черных металлов (Справочник химика, т.5, М., 1966), вызывает бурную коррозию с водой и образует токсичные газы (Справочник химика, т.5, М., 1966).

• Промасленная ветошь, отработанные масляные фильтры. Отработанные фильтры образуются в процессе эксплуатации автотехники. Промасленная ветошь образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала в процессе эксплуатации автотехники, добывающих скважин, насосов. Данные отходы характеризуются как пожароопасные, не взрывоопасные. Промасленные фильтры и ветошь не обладает реакционной способностью.

• Отработанные люминесцентные лампы □ образуются при замене вышедших из



стройка лабораторных термометров, светильников, вследствие истечения ресурса времени работы. Состав: ртуть, стекло, и другие компоненты.

- Отработанные масла, масляные фильтры образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте, сепараторных установках продукта и т.д. Состав данного отхода следующий. Основная масса его представлена углеводородами 97,95 %; механических примесей 1,02 %; присадок 1,03 % (ГОСТ 10541-78. Масла моторные универсальные и для автомобильных карбюраторных двигателей. Технические условия).

- Огарки сварочных электродов образуются при использовании электродов для проведения сварочных работ, вследствие выгорания остаются различной величины огарыши негодные к дальнейшему использованию. Состав (%): железо - 96-97; обмозка (типа $Ti(CO_3)_2$) - 2-3, прочие - 1.

- Металлическая стружка образуется при инструментальной обработке металлов. По химическому составу представляет собой железо со следами масел. Не пожароопасна, химически инертна.

- Отработанные пневматические шины образуются в результате износа и потери товарных качеств в процессе эксплуатации спецтехники и технологическим транспортом при различных грузоперевозках, при транспортном обслуживании основного производства, при технологических работах по эксплуатации объектов обустройства месторождений. Они заменяются новыми для поддержания автотранспорта в технически исправном состоянии. Нетоксичны. Состав отработанных пневматических шин: резина 76,0 %; металл 17,0 %; текстиль 7,0%.

- Коммунальные отходы представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой, бытовым мусором и т.д. Включают пищевые отходы. Отходы нетоксичны.

- Отходы от эксплуатации офисной техники образуются в результате износа, выхода из строя и потери товарных качеств в процессе эксплуатации: копировальной техники, коммуникационных устройств, видеотерминалов, кабелей, проводов, сетевых фильтров, розеток, вилок, коробок, носителей разных типов;__

Сбор/идентификация/сортировка/маркировка отходов

Вторым этапом технологического цикла является сбор отходов. На объектах ТОО «Светланд-Ойл» осуществляет раздельный сбор образующихся отходов. Сбор и накопление отходов производится в специально оборудованных местах (площадках) и предназначенных для сбора и накопления различного вида контейнерах.

Идентификация отходов является третьим этапом технологического цикла отходов.

Идентификация образующихся отходов на производственных объектах ТОО «Светланд-Ойл» осуществлялась на основе проведенных исследований химического состава отходов.

Мероприятие по благоустройству

Озеленение

Основными и главными природоохранными мероприятиями для улучшения состояния воздушного бассейна на производственной базе, является озеленение. Даже сравнительно небольшие участки насаждений, снижают в летнее время запыленность на своей территории на 30-40%. Зеленые насаждения улучшают электро-гигиенические свойства атмосферы, новый режим атмосферного воздуха.

Рядовая посадка по периметру участка является надежной защитой от пыли, песка, способствует очищению загрязненного воздуха и благотворно воздействует на здоровье и самочувствие человека. На формирование микроклимата сильное влияние оказывает солнечная радиация. Под пологом зеленых ветвей ее интенсивность значительно ниже, чем на незащищенных местах. При горизонтальной сомкнутости зеленых крон, равной 1,0, а под их пологом проникает менее 10% солнечной радиации. Уменьшение сомкнутости полого только на 0,01, увеличивает радиацию на 6-10%.

Зеленые насаждения фильтруют, задерживают, и поглощают часть звуковой энергии.

Звуковая волна, эластичности и смещения листьев отражаясь от разной ориентации, теряет свою энергию за счет. Поэтому шум в помещениях перед которыми расположены деревья, значительно меньше, чем в помещениях, не защищенных деревьями.

На основании п 5 пп 50 СП № КР ДСМ от 2от 11.01.2022 г. «Озеленение СЗЗ для объектов

II класса опасности - не менее 50 % площади с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки. При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки



территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ. При выборе газостойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия. В соответствии с планом природоохранных мероприятий ТОО «Светланд-Ойл» будут проведены мероприятия по озеленению территории.

Санитарно-эпидемиологические требования к режиму территории и озеленению санитарно-защитной зоны, СЗЗ для объектов II и III классов опасности - не менее 50 % площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки - 50 %

Планируется использовать деревья и кустарники, приспособленные к местному климату.

Озеленение будет проводиться за счет собственных средств по заданию местных исполнительных органов объемом 0,0785 га что составляет 50% от СЗЗ. Предоставление карт и схем благоустройства территории не является возможным, в виду того, что озеленение будет проводиться вне территории СЗЗ на отведенных участках и объемах по договоренности с поселковыми, областными и городскими акиматами.

Согласно письма №06-07-13/51 от 22.07.2022 года предоставленного Акимом Тенизского сельского округа Курмангазинского района Атырауской области, ТОО "Светланд-Ойл" выделена территория для озеленения площадью 0,0785 га.

В виду того, что озеленение месторождений невозможно, участки располагаются в пустынной зоне и вдали от жилых районов, рассматривается вариант озеленения ближайших поселков посадка саженцев на территории округа Приморское. Планируется использовать деревья и кустарники, приспособленные к местному климату.

План-график выполнения мероприятий по организации, благоустройству и озеленению территории.

Озеленение СЗЗ для объектов II класса опасности - не менее 50 % площади с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки

Период работ Финансирование Объем работ

Сентябрь 2022 года 300 000 тенге Покупка саженцев в количестве 100 штук. Посадка саженцев на территории сельского округа Приморское 0,026 га Доставка и посадка выполняется силами ТОО "Светландойл" По договоренности полив и уход за зелеными насаждениями 2023 апрель 300 000 тенге Покупка саженцев в количестве 100 штук. Посадка саженцев на территории сельского округа Приморское 0,026 га Доставка и посадка выполняется силами ТОО "Светландойл" По договоренности полив и уход за зелеными насаждениями выполняется силами Акмата, 2024 апрель 300 000 тенге Покупка саженцев в количестве 100 штук. Посадка саженцев на территории сельского округа Приморское 0,026 га Доставка и посадка выполняется силами ТОО "Светландойл" По договоренности полив и уход за зелеными насаждениями выполняется силами Акмата, В мероприятиях по предупреждению и ликвидации аварий необходимо предусмотреть:

- в соблюдении исправности техники и оборудования
- своевременный ремонт либо замена неисправного оборудования
- исключение разливов топлива и химикатов
- осуществления контроля с помощью контрольно измерительных приборов;
- системы защиты от превышения давления;
- изоляция трубопроводов и оборудования;
- к работе на установке допускать лиц, прошедших необходимую подготовку;
- не допускать на территорию установки посторонних лиц
- соблюдение необходимых мер 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;

§ регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;

§ применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термозащиты горячих поверхностей;

§ обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности,

соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;

§ для борьбы с возможным пожаром необходимо предусмотреть достаточное количество



противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов. ____

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

В соответствии с требованием пункта 1 статьи 182 Экологического кодекса Республики Казахстан оператор объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Целями производственного экологического контроля являются:

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

Программа производственного контроля на границе санитарно-защитной зоны представлен в таблице №4 (стр. 204).

Представлены табличные и графические материалы

Замечания указанные в мотивированном отказе KZ00VB Z00036330 от 08.08.2022г и KZ23VB Z00033588 от 07.04.2022г дополнены.

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің қайта жанартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының түру биіктігі, батпақтау, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізетін әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)

(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции, размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровье населения, ориентация по сторонам света.) _

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)

Представлены протокола испытаний: измерения атмосферного воздуха на границе СЗЗ: №10 от 22.01.21; №78 от 27.05.21; №136 от 07.09.21; №139 от 07.09.21; №195 от 12.11.21г; протокол измерения уровней шума №6 от 16.08.2021г; протокол измерения уровней вибрации №12 от 12.12.2021г.

11. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)	не требуется		
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)			

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.e-society.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.e-society.kz порталында тексеру аласыз. Дәлелді документ осы заңмен 11-сіздің 7-ЗРК-тің 7-жаңа 2003-жыл «ЖК» электрондық документі және электрондық цифрлық қолданыс» (электрондық документі на бумажном носителе). Электрондық документ сформирован на портале www.e-society.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.e-society.kz.



III. Сауле ендіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)		не требуется	
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)			

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная СЗЗ) ТОО «Светланд-Ойл» месторождения «Октябрьское» и ПСН «Забурунье»

(мысымды, шаруашылық жүргізуші субъектінің (кәсіп-жарна) пайдалануға берілетін немесе қайта жинартылған мысымдарды, жобалық құжаттарды, тіршілік ортасы факторларын, шаруашылық және басқа құжаттарды, өкімді, қызметтерін, автокөліктерін және т.б. талқы алуы)
(толық қысқартылған объектісі сәтінді-экологический эксперимент, в соответствии с пунктом 6 статьи 62 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О тепловых насосах и системах теплообогрева»).

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы) Санитарных правил «Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" утверждённый приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2; "Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населённых пунктах, на территориях промышленных организаций" утверждённый приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан №КР ДСМ-70 от 02.08.2022г; "Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека" утверждённый приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-15 от 16 февраля 2022 года

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай *сай (соответствует)*

Ұсыныстар (Предложения):

11

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстің негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық қорытындының міндетті күші бар.

На основании Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Атырау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі

Атырау Қ.Ә., көшесі Гурьев, № 7А үй

Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)

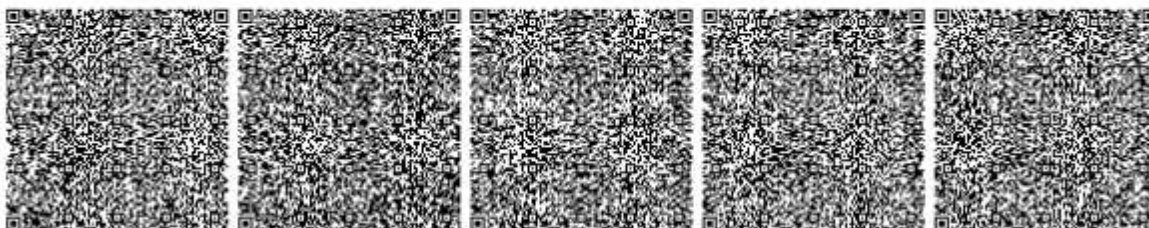
республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"

Атырау Г.А., улица Гурьев, дом № 7А

(Главный государственный санитарный врач (заместитель))

Танаура Мадениет Рашидович

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.sps.kz порталына қол қойылған құжат туралы www.sps.kz порталындағы тапсырға қағаз, тапсырға қағазының нұсқасын қол қойу үшін 1 таңба (1 ЗПК) 7 қыркүйек 2003 жылғы заңмен қағаз бетіндегі құжатпен бірдейлікпен рәсімделген документке на бұйыммен қол қойылған документтің ақпараттық сәйкестігіне негізделген. Электрондық документ сәйкестігіне негізделген на порталда www.sps.kz. Полюсның пайдаланушысы электрондық документті на порталда www.sps.kz.

