



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Емир-Ойл»
Ли Чан



2023 г.

РАЗДЕЛ «ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»
к «Проекту разработки месторождения Долинное»
по состоянию на 01.01.2023 г.

Договор № 08/2023 068

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

З.Ж. Мурталиев

Актау, 2023

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей

Подпись

Фамилия

Директор

Департамента охраны недр и окружающей среды


(подпись)

Л.У.Ешбаева

Ответственный исполнитель,

Главный специалист


(подпись)

З.Ж.Мурталиев

Главный специалист


(подпись)

Т.Ю.Мигунова

Главный специалист


(подпись)

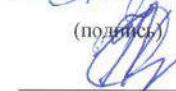
Г.А.Мендигаева

Старший специалист


(подпись)

И.А.Саргожа

Т.контроль


(подпись)

Л.У.Ешбаева

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ.....	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА.....	10
1.1 Характеристика климатических условий	10
1.1.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей	15
1.2 Характеристика современного состояния воздушной среды	17
1.3 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения	18
1.3.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки	18
1.3.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	19
1.3.3 Технологические показатели вариантов разработки	20
1.3.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	27
1.3.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....	28
1.3.6 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	31
1.3.7 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	35
1.3.8 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	40
1.3.9 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ	42
1.4 Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух	50
1.5 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в целях заполнения декларации о воздействии	50
1.6 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия	52
1.7 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	55
1.8 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	57
2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД.....	60
2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	60
2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	61
2.3. Водный баланс объекта, с обязательным указанием динамики ежегодного объема забираемой свежей воды, как основного показателя экологической эффективности системы водопотребления и водоотведения.....	61
2.4 Поверхностные воды.....	63
2.4.1 Гидрографическая характеристика территории	63
2.4.2 Характеристика водных объектов.....	63
2.5 Подземные воды	63
2.5.1 Гидрогеологическая характеристика района работ	63
2.5.2 Характеристика состояния подземных вод	67
2.5.3 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения подземных вод	70
2.5.4 Обоснование мероприятий по защите подземных вод от загрязнения и истощения	73
2.5.5 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	77
2.6 Определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ	78
2.7 Расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, в целях заполнения декларации о воздействии	78
3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА.....	79
3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество).....	79
3.2. Потребность объекта в минеральных и сырьевых ресурсах в период строительства и эксплуатации (виды, объемы, источники получения).....	83
3.3. Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы.....	83
3.4. Обоснование природоохранных мероприятий по регулированию водного режима и использованию нарушенных территорий.....	86
3.5. Характеристика используемых месторождений (запасы полезных ископаемых, их геологические особенности и другое).....	88



3.5.1 Характеристика геологического строения	88
3.5.2 Тектоническая характеристика	93
3.5.3 Нефтегазоносность	97
3.5.4 Физико-химические свойства и состав нефти и газа.....	101
3.5.4.1 Физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти.....	102
3.5.4.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти.....	105
3.5.4.3 Компонентный состав нефтяного газа.....	109
3.5.5 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	113
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	114
4.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления	114
4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	121
4.3. Рекомендации по управлению отходами и по вспомогательным операциям, технологии по выполнению указанных операций.....	123
4.4. Виды и количество отходов производства и потребления (образовываемых, накапливаемых и передаваемых), подлежащих включению в декларацию о воздействии на окружающую среду.	129
5 ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	131
5.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	131
5.2 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения	138
5.2.1 Предложения по организации радиационного мониторинга	140
6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ	141
6.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, предлагаемые изменения в землеустройстве, расчет потерь сельскохозяйственного производства и убытков собственников земельных участков и землепользователей.....	141
6.2 Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия планируемого объекта	145
6.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	146
6.4 Планируемые мероприятия и проектные решения (техническая и биологическая рекультивация)	149
6.4.1 Рекультивация земель	151
6.5 Организация экологического мониторинга почв.....	153
7 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	155
7.1 Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта	155
7.2. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние.....	158
7.3. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	159
7.4. Обоснование объемов использования растительных ресурсов.....	161
7.5. Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность	161
7.6 Ожидаемые изменения в растительном покрове	162
7.7. Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания.....	163
7.8 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие	164
8 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	166
8.1. Исходное состояние водной и наземной фауны	166
8.2. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных.....	170
8.3 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных.....	171
8.4 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	174
8.5 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации.....	175
9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ	178
10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	179
10.1 Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	179



10.2 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами	183
10.3 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование	183
10.4 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта	187
10.5 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории	188
10.6 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности	190
11 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	192
11.1 Ценность природных комплексов	192
11.2 Комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта	198
11.2.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду	198
11.2.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу	202
11.3 Вероятность аварийных ситуаций (с учетом технического уровня объекта и наличия опасных природных явлений)	204
11.4. Прогноз последствий аварийных ситуаций для окружающей среды (включая недвижимое имущество и объекты историко-культурного наследия) и население	209
11.5. Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	211
12 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	217
12.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	217
12.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	220
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	223
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	226
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	228
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	292
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	299
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	310

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Долинное является ТОО «Емир Ойл», на основании контракта на разведку №482 от 09.06.2000 г. и лицензии серии АИ 1552 на право пользования недрами (нефть) в пределах блоков XXXV-10-В (частично), С (частично), F (частично), XXXV-11-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично) и Контракта № 3735-УВС от 09.09.2011 года заключенного между Министерством нефти и газа РК и ТОО «Емир-Ойл» на добычу углеводородов сроком до 2036 года.

Площадь участка недр (горного отвода) составляет 18,24 км². Глубина участка недр – минус 3900 метров.

Координаты горного отвода (участок недр): 43°51'26" СШ - 51°35'30" ВД; 43°49'46" СШ - 51°39'49" ВД; 43°48'47" СШ - 51°38'45" ВД; 43°48'36" СШ - 51°37'12" ВД; 43°50'15" СШ - 51°35'06" ВД; 43°50'56" СШ - 51°34'38" ВД.

Месторождение открыто в ноябре 1994 года, когда в результате опробования поисковой скважины 1 был получен промышленный приток нефти из карбонатных отложений среднего триаса.

Впервые оперативные запасы, оцененные по результатам бурения и опробования скважины 1, были утверждены ЦКЗ ГХК «Мунайгаз» (протокол № 6 от 14 марта 1995 года, город Алматы).

В 2005 году, по результатам проведенных сейсморазведочных работ в модификации 3Д, и бурения скважин 2 и 3, был выполнен оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.06.2005 г.

Запасы нефти и растворенного газа были приняты ГКЗ РК, (протокол № 521-06-Т от 17.08.2006 г.) и учтены в Государственном балансе полезных ископаемых РК.

В 2005 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Долинное». Проект был рассмотрен и принят ЦКР РК согласно Протоколу ЦКР №36 от 09.12.2005 г.

Согласно проекту были пробурены скважины 5 и 6, вскрывшие среднетриасовые отложения.

В 2007 году выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Долинное». Срок пробной эксплуатации продлен до января 2012 г.

В 2008 году ТОО «Optimum» составлен «Проект доразведки месторождения Долинное», согласно которому пробурена скважина 7.

В 2011 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное по состоянию изученности на 02.01.2011 г.». (Протокол ГКЗ РК № 1042-11-У от 17 марта 2011 г.).

Начальные геологические/извлекаемые запасы углеводородов составили: нефти по категории C1 – 4 714/1 046 тыс. т, по категории C2 – 1 735/385 тыс. т; растворенного газа по категории C1 – 1 584/352 млн. м³; по категории C2 – 582/130 млн. м³.

В 2011 году был выполнен отчёт «Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2011 г.», рассмотренный ЦКРР РК 15.03.2011 г. (протокол № 7) и принятый КГиН МИНТ РК 18.04.2011 г. (протокол № 126).

В этом же году была составлена «Технологическая схема разработки месторождения Долинное, по состоянию на 01.01.2011 г.» (Протокол ЦКРР МНиГ РК № 8 от 20.04.2011 г. и Протокол КГиН МИНТ РК № 133 от 03.05.2011 г.) и выполнен отчет «Технико-экономическое обоснование разработки месторождения Долинное, рассмотренный и принятый в Министерстве экономического развития и торговли РК (МЭРТ РК) (Протокол № 11-1-/6912 от 27.07.2011 г.).

На основании принятых документов с 2011 года месторождение введено в промышленную разработку согласно Контракту № 3735-УВС (сроком до 2036 г.), заключенному между Министерством нефти и газа РК и ТОО «Емир-Ойл».

В 2012 году выполнен отчет «Анализ разработки нефтегазового месторождения Долинное по состоянию на 01.10.2012 г.», в котором были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2012-2013 гг. Отчет рассмотрен ЦКРР МНиГ РК 11.02.2012 г. (протокол №33) и принят КГиН МИНТ РК 04.03.2013 г. (протокол №17-04-402-4).

В 2013 году был выполнен отчёт «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.05.2013 г.», отчет рассмотрен и принят КГиН МИНТ РК 01.11.2013 г. (протокол № 41/14).

В 2014 году выполнен отчет «Анализ разработки нефтегазового месторождения Долинное по состоянию на 01.10.2014 г.», в котором были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2015-2016 гг. Отчет рассмотрен и принят ЦКРР МНиГ РК 12.12.2014 г. (протокол № 54/11).

В 2015 году был проведен «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.03.2015 г.», отчет рассмотрен на ЦКРР МНиГ РК 15.05.2015 г. (протокол № 59/15).

В 2016 году выполнен отчет «Анализ разработки нефтегазового месторождения Долинное по состоянию на 01.04.2016 г.», в котором были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2016-2018 гг. Отчет рассмотрен и принят ЦКРР МННГ РК 12.12.2014 г. (протокол № 73/12).

В 2017 году был выполнен «Анализ разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2017 г.» на основании договора № 204/1-1 с ТОО «Емир-Ойл», в котором были уточнены технологические показатели на 2017-2019 гг.

В 2019 году выполнен отчет «Анализ разработки нефтегазового месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2019 г.», в котором были уточнены проектные технологические показатели разработки месторождения на 2019-2021 гг. Отчет был рассмотрен и принят ЦКРР МННГ РК 12.09.2019 г. (протокол № 13/4). На данный период он является основным проектным документом, по которому ведется промышленная разработка месторождения.

В 2020 году был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.07.2020 г.».

В 2021 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Совместный пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное и Есен Мангистауской области по состоянию изученности на 02.01.2021г.». (Протокол ГКЗ РК № 2374-21-У от 24 ноября 2021 г.).

В 2022 году был выполнен «Проект разработки месторождения Долинное» Отчет рассмотрен и принят ЦКРР МННГ РК 22.09.2022 г. (протокол № 31/3). В котором рассмотрены условия дальнейшей разработки двух месторождений Недропользователя – Долинное и Есен, объединенных в настоящее время в единое месторождение под названием Долинное в качестве промысловых участков – Северо-Западный участок (Долинное) и Юго-Восточный участок (Есен). Недропользователем месторождения Долинное (Северо-Западный участок) является ТОО «Емир Ойл», согласно Контракту №482 от 09.06.2000 г на разведку, Контракту №3735-УВС от 09.09.2011 г на добычу УВ сроком до 2036 г (Северо-Западный участок), Контракту №4784 сроком до 2044г (Юго-Восточный участок) и Лицензии АИ-1552 на право пользования недрами (нефть) в пределах блоков XXXV-10-B (частично), C (частично), F (частично), XXXV-11-A (частично), B (частично), D (частично), E (частично).

Основанием для постановки настоящей работы является отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г» утвержденный ГКЗ РК №

2589-23-У от 06.09.2023 г. В рамках данного отчета на основе переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ 3Д было уточнено геологическое строение месторождения Долинное.

Утвержденные значения геологических и извлекаемых запасов нефти месторождения составили:

Нефти по категориям: В – 3135/695 тыс.т; C_1 – 11673/2525 тыс.т; C_2 – 5308/857 тыс.т.

Растворенного газа по категориям: В – 645,1/143 млн.м³; C_1 – 1651,4/358,3 млн.м³; C_2 – 683,8/110,6 млн.м³.

Целью проекта является совершенствование системы разработки месторождения Долинное, с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки месторождения, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Долинное, как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя. В проекте рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения. В результате технико-экономического анализа в качестве рекомендуемого выбран 2 вариант разработки с вводом из бурения добывающих скважин и переводом на механизированный способ эксплуатации.

Все оперативные изменения, возможные в ходе реализации проекта, должны соответствовать экологическим требованиям проекта и не должны приводить к снижению запроектированной нефтеотдачи, выборочной выработке запасов и, соответственно, их потере.

Раздел «Охрана окружающей среды» (РООС) к «Проекту разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 года» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ.

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

Разработка раздела «Охрана окружающей среды» 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.

Раздел «Охрана окружающей среды» (РООС) 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 раздел выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года.

1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

1.1 Характеристика климатических условий

В географическом и орографическом отношении территория месторождения Долинное расположена в пределах относительно пологих выступов, разделенных узкой долиной, и на юго-востоке граничит с северной частью бессточной впадины Карагие. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 26 до плюс 40 м.

В административном отношении месторождение Долинное расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области.

Областной центр город Актау находится в 50 км от месторождения, железнодорожная станция Мангистау – в 40 км к юго-западу, город Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога станции Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от месторождения. Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау – Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач.

На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас – Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау – Форт-Шевченко.

Месторождение Долинное находится в районе с высоко развитой инфраструктурой нефтяного профиля в окружении разрабатываемых месторождений Северный Аккар, Алатюбе, Дунга. В непосредственной близости от месторождения в пределах Контрактной территории проходят железная дорога Мангышлак-Бейнеу-Макат и шоссейная автотрасса, ЛЭП, магистральные нефтегазопроводы.

Морской порт Актау с функционирующей свободной экономической зоной является главным узлом морских перевозок Республики, в том числе транспортировки нефти. Новые нефтетерминалы возводятся в прибрежной части поселка Курык. Ближайшим водным объектом является Каспийское море, расположенное на расстоянии 35-40 км.

Ближайшим населенным пунктом является небольшой поселок и железнодорожный разъезд Емыр (20 км к северу по железнодорожной линии). Расстояние до областного центра г. Актау – 50 км, до пос. Курык - 85 км, до нефтепромысла и поселка Жетыбай – 50 км к востоку, до нефтепромысла Дунга - 65 км к западу. Производственная база «Емир-Ойл» расположена на ст. Мангышлак, в 30 км к юго-западу от месторождения.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

Регион располагает квалифицированными кадрами специалистов нефтяного производства, имеющих богатый практический опыт освоения месторождений.

Обзорная карта расположения месторождения Долинное представлена на рисунке 1.1.1.

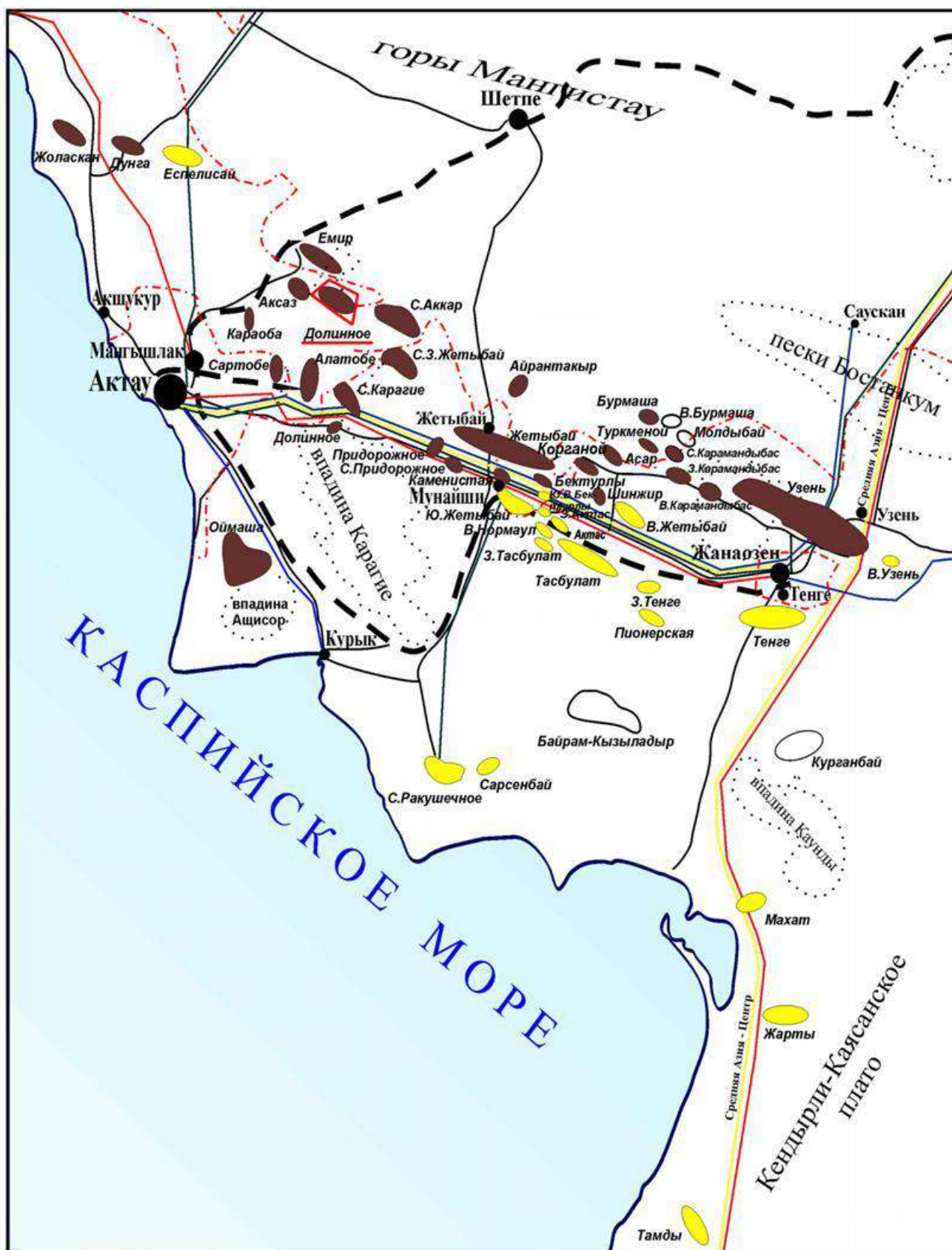


Рисунок 1.1.1 - Обзорная карта расположения месторождения Долинное

Климат района расположения месторождения резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, малым количеством осадков (около 150 мм в год), жарким летом, климатический район 4 - Г.

Зима (декабрь-январь) умеренно холодная, малоснежная, преимущественно с пасмурной погодой. Устойчивые морозы начинаются в конце ноября. Самый холодный месяц январь, температура воздуха днем от минус 3 °С до минус 5 °С, ночью от минус 3 °С до минус 13 °С (минимальная минус 25 °С). Днем нередко бывают оттепели с температурой воздуха до плюс 10 °С. Осадки почти все бывают в виде снега, устойчивый снежный покров не образуется. Высота снежного покрова обычно не превышает 5 см. Средняя глубина промерзания грунта от 70 см до 100 см. Число дней с туманами до 4 в месяц. Весна (март-апрель) преимущественно с ясной погодой, температура воздуха днем от плюс 5 до плюс 15 °С, ночью от плюс 2 °С до плюс 6 °С, в апреле по ночам температура обычно положительная, но до середины апреля возможны ночные заморозки.

Лето (май-сентябрь) сухое и жаркое, как правило, с ясной погодой. Температура воздуха днем от плюс 23 °С до плюс 27 °С (максимальная плюс 43 °С), ночью от плюс 11 °С до плюс 15 °С. Осадки выпадают редко, преимущественно в виде кратковременных ливней.

Осень (октябрь-ноябрь) в октябре с ясной погодой, в ноябре с пасмурной. Изредка выпадают морозящие дожди. Температура воздуха днем от плюс 5 °С до плюс 13 °С, ночные заморозки начинаются во второй половине октября. В ноябре по ночам температура воздуха от минус 3 °С до минус 8 °С. Число дней с туманами до 3 в месяц. Ветры в течение всего года преимущественно северо-восточные и восточные. Весной и летом часто бывают северо-западные ветры. Скорость ветра от 4 м/с до 10 м/с.

Зимой бывают сильные северо-восточные ветры со скоростью до 15 м/с. Атмосферные осадки по временам года распределяются неравномерно. Максимум приходится на зимне-весенний период, а с июня по октябрь осадки практически не выпадают. Максимальное количество осадков приходится на декабрь-апрель.

Средняя повторяемость направлений скорости ветра приводится на рисунке 1.1.2.

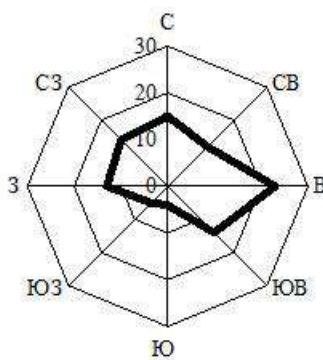


Рисунок 1.1.2 – Годовая роза ветров

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 – Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Значение
Климатический район	IV-Г
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Среднегодовая температура наружного воздуха	11,1 °С
- наиболее жаркого месяца	Плюс 28 °С
- наиболее холодного месяца	Минус 6,3 °С
Относительная среднемесячная влажность воздуха, %	
- холодного месяца	80
- жаркого месяца	36
Среднегодовая роза ветров, %	
С	15
СВ	12
В	23
ЮВ	14
Ю	4
ЮЗ	5
З	13
СЗ	14
Штиль	13
Среднегодовая скорость ветра, м/с	6,2

1.1.1 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.

Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.

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

Засушливость климата в изучаемом районе не способствует самоочищению атмосферы, за счет малого поступления осадков.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Мангистауская область относится к III зоне с повышенным ПЗА (рисунок 1.1.1.1).

Таким образом, совокупность климатических условий территории Мангистауской области: режим ветра, штиль, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.



Рисунок 1.1.1.1 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

1.2 Характеристика современного состояния воздушной среды

Для характеристики современного состояния воздушного бассейна на месторождении Долинное ТОО «Емир-Ойл» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных во 2 квартале 2023 года специалистами ТОО НИИ «Батысэкопроект».

Контроль качества атмосферного воздуха осуществлялся в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов ТОО «Емир-Ойл».

Согласно Программе мониторинга в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: углерода оксид, азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, углеводороды C_1-C_5 , взвешенные вещества (пыль), меркаптаны и сероводород.

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

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70.

Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе расположения месторождения Долинное по результатам производственного мониторинга, проведенного во 2 квартале 2023 года, приведены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 – Концентрации ЗВ на границе СЗЗ месторождения Долинное во 2 квартале 2023 года

Наименование ЗВ	Концентрации ЗВ, мг/м ³				Среднее значение, мг/м ³	ПДКм.р, ОБУВ мг/м ³
	Д-1	Д-2	Д-3	Д-4		
Азота диоксид	0,0525	0,0517	0,0521	0,0427	0,0498	0,2
Азота оксид	0,0423	0,0427	0,0434	0,0421	0,0426	0,4
Серы диоксид	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	0,5
Углерода оксид	2,36	2,41	2,28	2,27	2,33	5
Углеводороды C_1-C_5	<25	<25	<25	<25	<25	50
Взвешенные вещества (пыль)	0,0208	0,0264	0,0241	0,0228	0,0235	0,3
Сероводород	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	0,008
Меркаптаны	н/о*	н/о*	н/о*	н/о*	н/о*	-

Примечание: н/о* - не обнаружено

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха во 2 квартале 2023 года показала, что в атмосферном воздухе санитарно-защитной зоны месторождения Долинное ТОО «Емир-Ойл» концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) и ОБУВ ни по одному из определяемых ингредиентов.

1.3 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения

1.3.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки

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

Учитывая различные критерии, такие как: толщина продуктивного разреза, гидродинамическая связанность различных частей разреза, физические свойства коллекторов и насыщающих их пластовых флюидов, а также характер изменения этих параметров по площади и разрезу, степень изученности залежей и величины геологических запасов УВ, содержащиеся в них, в пределах месторождения Долинное настоящим проектом выделен два эксплуатационных объекта на 2 промысловых участках:

- ❖ I объект – Северо-Западный участок: I и III блоки продуктивных пластов среднетриасового горизонта Т2-А-II, Т2-Б и Т2-В;
- ❖ II объект – Юго-Восточный участок: II блок продуктивных пластов среднетриасового горизонта Т2-А-II, Т2-Б и Т2-В.

В таблице 1.3.1.1 представлены исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта по участкам.

Таблица 1.3.1.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта

Параметры	I				II	
	Т ₂ А-II	Т ₂ Б	Т ₂ В	Объект	Т ₂ Б	Объект
1	2	3	4	5	6	7
Средняя глубина залегания, м	-3570	-3650	-3720	-3641	-3629	-3629
Тип залежи	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная					
Тип коллектора	каверново-поровый					
Площадь нефтеносности (В), тыс.м ²	881	1336	897	1336	-	-
Площадь нефтеносности (С ₁), тыс.м ²	1166	1418	958	1426	2070	2070
Площадь нефтеносности (С ₂), тыс.м ²		354		355	-	-
ВНК, м	-3601-3416	-3729-3769	-3757	-3601-3769	-3729	-3729
Средняя общая толщина, м	20,8	68,6	10,6	32,7	55	30,5
Средняя эффективная толщина, м	9,6	39,5	3,9	17,3	26,6	26,6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,6	39,5	3,9	17,3	26,6	26,6
Пористость по ГИС, доли ед.	0,14	0,12	0,12	0,13	0,10	0,10
Пористость по керну, доли ед.	0,14	0,13		0,14	0,12	0,12
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,88	0,88	0,79	0,85	0,83	0,83
Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	2,4	4,9	-	3,7	0,31	0,31
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,18	0,467	0,098	0,27	0,356	0,356
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,3	13,3	3	16,3	12,3	12,3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,450	0,450	0,450	0,450	0,555	0,555
Начальное пластовое давление, МПа	52	52	52	52	39,4	39,4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,644	0,644	0,644	0,644	0,722	0,722
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,48	20,48	20,48	20,48	13,31	13,31
Вязкость воды в пластовых условиях,	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085



мм ² /с						
Газосодержание нефти, м ³ /т	205,8	205,8	205,8	205,8	116,6	116,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,527	1,527	1,527	1,527	1,305	1,305
Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,632	0,632	0,632	0,632	0,812	0,812
Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа*с	0,528	0,528	0,528	0,528	0,84	0,84
Плотность воды в стандартных условиях, г/см ³	1,012	1,012	1,012	1,012		
Содержание серы в нефти, ppm	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Содержание парафина в нефти, %	16,9	16,9	16,9	16,9	19,6	19,6

1.3.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Системы разработки нефтяных месторождений классифицируются на: системы с воздействием и без воздействия, а также по сетке расположения скважин. Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил ...» и анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа. В проекте разработки рассмотрено 3 варианта разработки, отличающихся количеством скважин, обеспечивающие разную эффективность разработки эксплуатационных объектов. Предусмотрено по 2 и 3 вариантам после бурения новых скважин, провести КГРП в скважинах (Д-113, Д-114, Д-115, Д-116). По переходящим скважинам проведение данных ГТМ нецелесообразно, в связи с низкими пластовыми давлениями. Для I объекта рекомендуется принять дебиты нефти на уровне 30 т/сут с учетом проведения КГРП по 2 (Д-113, Д-114) новым скважинам объекта. Также предусмотрен дострел 2 горизонтов Т_{2А-П} и Т_{2В} скважинами Д110 и Д112 в 2024 г, ранее которыми небыли перфорированы эти горизонты. Для II объекта при испытании скважины Д5 были получены дебиты от 40 до 60 т/сут, что в среднем 50 т/сут. Предлагается учитывать коэффициент надежности 50 % и предусмотреть дебит нефти на уровне 25 т/сут. Также при бурении новых 2 (Д-115, Д-116) скважин предлагается провести КГРП, так как по результатам проведения на месторождениях Емир Ойл имеется положительный эффект.

Вариант 1 - разработка залежей осуществляется на режиме истощения пластовой энергии с существующим фондом скважин, где расположение скважин избирательное. Предусмотрено: ввод из б/д 3 скважин (Д3, Д5, Д6), ввод под добычу из консервации 1 скважины (Д12БС1). Итого фонд составит 9 добывающих скважин.

I объект: Действующий добывающий фонд 5 скважин (Д1, Д2, Д7, Д110, Д112); Вывод из бездействия 2 скважин (Д3, Д6). Всего фонд составит 7 скважин.



II объект: Вывод из БД 1 скважин (Д5); Перевод из консервации 1 скважины (Д12БС1) в добывающий фонд. Всего фонд составит 2 скважины.

Вариант 2 (рекомендуемый) – разработка залежей осуществляется на режиме истощения пластовой энергии. Предусмотрено бурение 4 скважин по сетке 500х500. Предусмотрено: ввод из б/д 3 скважин (Д3, Д5, Д6), ввод под добычу из консервации 1 скважины (Д12БС1), бурение 4 скважин в 2024-2027 гг. Итого фонд составит 13 скважин.

I объект: Бурение 2 добывающих скважин (Д113, Д114). Действующий добывающий фонд 5 скважин (Д1, Д2, Д7, Д110, Д112); Вывод из бездействия 2 скважин (Д3, Д6). Всего фонд составит 9 скважин.

II объект: Бурение 2 добывающих скважин (Д115, Д116); Вывод из БД 1 скважины (Д5). Перевод из консервации 1 скважины (Д12БС1) в добывающий фонд. Всего фонд составит 4 скважины.

Вариант 3 – вывод скважин из БД и консервации аналогично варианту 2. Разработка залежей осуществляется на режиме истощения пластовой энергии. Предусмотрено бурение 8 добывающих скважин по сетке 300х300. Предусмотрено: ввод из б/д 3 скважин (Д3, Д5, Д6), ввод под добычу из консервации 1 скважины (Д12БС1), бурение 8 добывающих скважин 2024-2033 г. Итого фонд составит 17 скважин.

I объект: Бурение 4 добывающих скважин (Д113, Д114, Д118, Д119). Действующий добывающий фонд 5 скважин (Д1, Д2, Д7, Д110, Д112); Вывод из бездействия 2 скважин (Д3, Д6). Всего фонд составит 11 скважин.

II объект: Бурение 4 добывающих скважин (Д115, Д116, Д117, Д120). Вывод из БД 1 скважины (Д5). Перевод из консервации 1 скважины (Д12БС1) в добывающий фонд. Всего фонд составит 6 скважин.

На основе полученных результатов экономического расчета в рамках «Проекта разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 года» выявлено, что **второй вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным,** так как наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности, чистая приведенная стоимость, наибольшая накопленная чистая прибыль, наибольшие суммарные выплаты Государству в виде налогов, а также суммарные выплаты Государству больше, чем в первом и в третьем варианте разработки.

1.3.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем трём рассматриваемым вариантам разработки месторождения Долинное приведены в таблицах 1.3.3.1 – 1.3.3.6.

Таблица 1.3.3.1 – Месторождение Долинное. 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, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м³	Накопленная добыча газа, млн. м³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	13,4	0,7	0,9	411,2	22,7	0,050	14,6	14,6	433,0	433,0	7,9	14,7	262
2024	31,8	1,8	2,3	443,0	24,4	0,054	33,1	33,1	466,2	466,2	3,9	32,8	294
2025	44,7	2,5	3,3	487,8	26,9	0,059	46,4	46,4	512,6	512,6	3,6	31,9	326
2026	43,5	2,4	3,3	531,3	29,3	0,065	45,2	45,2	557,7	557,7	3,7	30,3	357
2027	42,4	2,3	3,3	573,7	31,6	0,070	44,0	44,0	601,8	601,8	3,7	28,7	385
2028	41,2	2,3	3,3	614,9	33,9	0,075	42,9	42,9	644,6	644,6	3,8	27,4	413
2029	40,1	2,2	3,3	655,0	36,1	0,080	41,8	41,8	686,4	686,4	4,0	26,7	439
2030	39,0	2,2	3,4	694,0	38,2	0,085	40,7	40,7	727,1	727,1	4,1	27,4	467
2031	37,9	2,1	3,4	731,9	40,3	0,089	39,5	39,5	766,6	766,6	4,2	27,7	494
2032	36,8	2,0	3,4	768,7	42,4	0,094	38,4	38,4	805,0	805,0	4,3	25,6	520
2033	35,7	2,0	3,4	804,3	44,3	0,098	37,3	37,3	842,4	842,4	4,4	23,6	544
2034	33,9	1,9	3,4	838,2	46,2	0,102	35,5	35,5	877,9	877,9	4,6	23,4	567
2035	32,2	1,8	3,3	870,4	48,0	0,106	33,8	33,8	911,7	911,7	4,9	21,1	588
2036	30,6	1,7	3,2	901,0	49,6	0,110	32,2	32,2	943,9	943,9	5,0	19,0	607
2037	29,1	1,6	3,2	930,1	51,2	0,113	30,6	30,6	974,5	974,5	5,1	17,0	624
2038	27,6	1,5	3,1	957,7	52,8	0,117	29,2	29,2	1003,7	1003,7	5,4	15,2	639
2039	26,2	1,4	3,1	983,9	54,2	0,120	27,8	27,8	1031,5	1031,5	5,6	13,5	653
2040	24,9	1,4	3,0	1008,8	55,6	0,123	26,5	26,5	1058,0	1058,0	5,9	12,0	665
2041	23,4	1,3	2,9	1032,2	56,9	0,126	25,0	25,0	1083,0	1083,0	6,3	9,6	674
2042	21,8	1,2	2,8	1054,1	58,1	0,128	23,4	23,4	1106,4	1106,4	6,7	7,4	682
2043	20,4	1,1	2,7	1074,5	59,2	0,131	21,9	21,9	1128,3	1128,3	7,2	6,7	689
2044	19,0	1,0	2,6	1093,5	60,2	0,133	20,6	20,6	1148,9	1148,9	7,6	6,1	695
2045	17,8	1,0	2,5	1111,2	61,2	0,135	19,3	19,3	1168,3	1168,3	8,1	5,6	700
2046	16,2	0,9	2,3	1127,4	62,1	0,137	17,8	17,8	1186,0	1186,0	8,8	5,0	705
2047	14,8	0,8	2,2	1142,2	62,9	0,139	16,4	16,4	1202,4	1202,4	9,6	4,5	710
2048	13,5	0,7	2,0	1155,7	63,7	0,141	15,1	15,1	1217,5	1217,5	10,4	4,1	714
2049	12,3	0,7	1,9	1168,1	64,4	0,142	13,9	13,9	1231,4	1231,4	11,3	3,7	717
2050	11,3	0,6	1,7	1179,3	65,0	0,144	12,8	12,8	1244,2	1244,2	12,2	3,3	721
2051	10,3	0,6	1,6	1189,6	65,5	0,145	11,9	11,9	1256,1	1256,1	13,2	3,0	724
2052	9,4	0,5	1,5	1199,0	66,1	0,146	11,0	11,0	1267,0	1267,0	14,3	2,7	726
2053	8,6	0,5	1,4	1207,6	66,5	0,147	10,2	10,2	1277,2	1277,2	15,5	2,4	729
2054	7,8	0,4	1,3	1215,4	67,0	0,148	9,4	9,4	1286,6	1286,6	16,7	2,2	731
2055	7,2	0,4	1,2	1222,6	67,4	0,149	8,7	8,7	1295,3	1295,3	18,0	2,0	733
2056	6,5	0,4	1,1	1229,1	67,7	0,150	8,1	8,1	1303,4	1303,4	19,4	1,8	735
2057	6,0	0,3	1,0	1235,1	68,0	0,150	7,5	7,5	1311,0	1311,0	20,9	1,6	736
2058	5,4	0,3	0,9	1240,5	68,3	0,151	7,0	7,0	1317,9	1317,9	22,5	1,4	738
2059	4,9	0,3	0,9	1245,4	68,6	0,152	6,5	6,5	1324,4	1324,4	24,2	1,2	739
2060	4,5	0,2	0,8	1249,9	68,9	0,152	6,1	6,1	1330,5	1330,5	25,9	1,1	740
2061	4,1	0,2	0,7	1254,0	69,1	0,153	5,7	5,7	1336,2	1336,2	27,7	1,0	741
2062	3,7	0,2	0,7	1257,7	69,3	0,153	5,3	5,3	1341,5	1341,5	29,6	0,9	742
2063	3,4	0,2	0,6	1261,1	69,5	0,154	5,0	5,0	1346,4	1346,4	31,6	0,8	743
2064	3,1	0,2	0,6	1264,2	69,7	0,154	4,7	4,7	1351,1	1351,1	33,6	0,7	743
2065	2,8	0,2	0,5	1267,1	69,8	0,154	4,4	4,4	1355,5	1355,5	35,7	0,6	744
2066	2,3	0,1	0,4	1269,4	69,9	0,155	3,5	3,5	1359,0	1359,0	33,2	0,3	744
2067	2,1	0,1	0,4	1271,5	70,1	0,155	3,3	3,3	1362,2	1362,2	35,1	0,3	745
2068	2,0	0,1	0,4	1273,5	70,2	0,155	3,1	3,1	1365,3	1365,3	37,0	0,3	745
2069	1,8	0,1	0,3	1275,3	70,3	0,155	3,0	3,0	1368,3	1368,3	39,0	0,3	745
2070	1,7	0,1	0,3	1276,9	70,4	0,156	2,8	2,8	1371,1	1371,1	41,0	0,2	746
2071	1,5	0,1	0,3	1278,4	70,4	0,156	2,7	2,7	1373,8	1373,8	43,0	0,2	746
2072	1,4	0,1	0,3	1279,8	70,5	0,156	2,6	2,6	1376,3	1376,3	45,1	0,2	746
2073	1,3	0,1	0,2	1281,1	70,6	0,156	2,4	2,4	1378,8	1378,8	47,1	0,2	746
2074	1,2	0,1	0,2	1282,3	70,7	0,156	2,3	2,3	1381,1	1381,1	49,2	0,2	746
2075	1,1	0,1	0,2	1283,4	70,7	0,156	2,2	2,2	1383,3	1383,3	51,3	0,2	747
2076	1,0	0,1	0,2	1284,4	70,8	0,156	2,2	2,2	1385,5	1385,5	53,4	0,2	747
2077	0,9	0,1	0,2	1285,3	70,8	0,157	2,1	2,1	1387,6	1387,6	55,4	0,1	747
2078	0,9	0,0	0,2	1286,2	70,9	0,157	2,0	2,0	1389,6	1389,6	57,5	0,1	747
2079	0,8	0,0	0,1	1287,0	70,9	0,157	1,9	1,9	1391,5	1391,5	59,5	0,1	747
2080	0,7	0,0	0,1	1287,7	70,9	0,157	1,9	1,9	1393,4	1393,4	61,5	0,1	747

Таблица 1.3.3.2 – Месторождение Долинное. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Ввод скважин из консервации	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.	нефти	жидк.
2023	0	0	0	0	8	28,6	8	0	0	8	0	7	5,8	6,2
2024	0	0	0	0	8	28,6	8	0	0	8	0	7	17,8	18,0
2025	0	0	0	1	9	32,2	9	0	0	9	0	8	17,0	17,4
2026	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	16,6	17,0
2027	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	16,1	16,5
2028	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	15,7	16,1
2029	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	15,3	15,7
2030	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	14,9	15,3
2031	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	14,4	14,9
2032	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	14,0	14,4
2033	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	13,6	14,0
2034	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	12,9	13,4
2035	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	12,3	12,7
2036	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	11,6	12,1
2037	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	11,1	11,5
2038	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	10,5	11,0
2039	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	10,0	10,4
2040	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	9,5	10,0
2041	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	8,9	9,4
2042	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	8,3	8,8
2043	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	7,8	8,2
2044	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	7,2	7,7
2045	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	6,8	7,3
2046	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	6,2	6,7
2047	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	5,6	6,1
2048	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	5,1	5,7
2049	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	4,7	5,2
2050	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	4,3	4,8
2051	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	3,9	4,5
2052	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	3,6	4,1
2053	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	3,3	3,8
2054	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	3,0	3,5
2055	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	2,7	3,3
2056	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	2,5	3,0
2057	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	2,3	2,8
2058	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	2,1	2,6
2059	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	1,9	2,4
2060	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	1,7	2,3
2061	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	1,6	2,1
2062	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	1,4	2,0
2063	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	1,3	1,9
2064	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	1,2	1,8
2065	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	1,1	1,7
2066	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	1,2	1,7
2067	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	1,1	1,6
2068	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	1,0	1,5
2069	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,9	1,4
2070	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,8	1,4
2071	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,8	1,3
2072	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,7	1,2
2073	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,7	1,2
2074	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,6	1,1
2075	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,6	1,1
2076	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,5	1,0
2077	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,5	1,0
2078	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,4	1,0
2079	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,4	0,9
2080	0	0	0	0	9	32,2	9	0	0	7	7	6	0,4	0,9

Таблица 1.3.3.3 – Месторождение Долинное. 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, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м³	Накопленная добыча газа, млн. м³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	13,4	0,7	0,9	411,0	22,6	0,050	14,6	14,6	435,5	435,5	7,9	14,7	262
2024	18,2	1,0	1,3	429,2	23,6	0,052	19,5	19,5	473,3	473,3	6,7	17,7	279
2025	48,1	2,6	3,5	477,3	26,3	0,058	49,8	49,8	530,3	530,3	3,3	31,5	311
2026	58,8	3,2	4,4	536,0	29,5	0,065	60,4	60,4	589,8	589,8	2,7	34,1	345
2027	56,9	3,1	4,4	593,0	32,7	0,072	58,6	58,6	650,9	650,9	2,9	33,9	379
2028	58,4	3,2	4,8	651,4	35,9	0,079	60,1	60,1	710,0	710,0	2,8	33,7	413
2029	56,4	3,1	4,8	707,8	39,0	0,086	58,2	58,2	767,1	767,1	3,1	35,1	448
2030	54,4	3,0	4,9	762,3	42,0	0,093	56,2	56,2	822,2	822,2	3,2	33,1	481
2031	52,7	2,9	5,0	814,9	44,9	0,099	54,5	54,5	875,7	875,7	3,3	34,3	515
2032	51,0	2,8	5,1	865,9	47,7	0,105	53,1	53,1	927,7	927,7	4,0	35,8	551
2033	49,3	2,7	5,2	915,2	50,4	0,112	51,4	51,4	978,2	978,2	4,1	39,3	590
2034	47,7	2,6	5,3	962,9	53,0	0,117	49,8	49,8	1027,1	1027,1	4,2	38,1	628
2035	46,2	2,5	5,4	1009,1	55,6	0,123	48,3	48,3	1074,6	1074,6	4,3	39,0	667
2036	44,7	2,5	5,5	1053,9	58,0	0,128	46,8	46,8	1120,5	1120,5	4,5	35,7	703
2037	43,3	2,4	5,7	1097,1	60,4	0,134	45,3	45,3	1165,0	1165,0	4,4	32,5	735
2038	41,9	2,3	5,8	1139,0	62,7	0,139	43,8	43,8	1208,1	1208,1	4,4	30,5	766
2039	40,6	2,2	6,0	1179,6	65,0	0,144	42,5	42,5	1249,8	1249,8	4,5	27,7	794
2040	39,3	2,2	6,2	1218,9	67,1	0,148	41,2	41,2	1290,3	1290,3	4,7	26,0	820
2041	38,0	2,1	6,4	1256,9	69,2	0,153	39,9	39,9	1329,5	1329,5	4,7	23,5	843
2042	36,8	2,0	6,6	1293,7	71,3	0,158	38,7	38,7	1367,4	1367,4	4,8	22,0	865
2043	35,5	2,0	6,8	1329,2	73,2	0,162	37,4	37,4	1403,8	1403,8	5,0	20,5	886
2044	34,0	1,9	7,0	1363,2	75,1	0,166	35,9	35,9	1438,7	1438,7	5,2	19,1	905
2045	32,5	1,8	7,2	1395,8	76,9	0,170	34,4	34,4	1472,2	1472,2	5,4	17,7	922
2046	31,1	1,7	7,4	1426,9	78,6	0,174	33,0	33,0	1504,3	1504,3	5,8	16,5	939
2047	29,8	1,6	7,7	1456,6	80,2	0,177	31,7	31,7	1535,2	1535,2	6,1	15,5	954
2048	28,4	1,6	7,9	1485,0	81,8	0,181	30,3	30,3	1564,7	1564,7	6,3	14,9	969
2049	27,1	1,5	8,2	1512,1	83,3	0,184	29,0	29,0	1593,0	1593,0	6,6	14,5	984
2050	25,9	1,4	8,5	1538,0	84,7	0,187	27,8	27,8	1620,2	1620,2	6,9	14,0	998
2051	24,7	1,4	8,9	1562,7	86,1	0,190	26,6	26,6	1646,2	1646,2	7,2	13,5	1011
2052	23,6	1,3	9,3	1586,4	87,4	0,193	25,6	25,6	1671,2	1671,2	7,5	12,9	1024
2053	22,6	1,2	9,9	1609,0	88,6	0,196	24,5	24,5	1695,1	1695,1	7,8	12,5	1037
2054	21,6	1,2	10,5	1630,6	89,8	0,199	23,5	23,5	1718,2	1718,2	8,2	12,1	1049
2055	20,7	1,1	11,2	1651,3	91,0	0,201	22,6	22,6	1740,3	1740,3	8,5	11,7	1060
2056	19,7	1,1	12,0	1671,0	92,0	0,204	21,6	21,6	1761,4	1761,4	8,9	11,3	1072
2057	18,8	1,0	13,0	1689,8	93,1	0,206	20,8	20,8	1781,7	1781,7	9,3	10,9	1083
2058	18,0	1,0	14,3	1707,8	94,1	0,208	19,9	19,9	1801,2	1801,2	9,6	10,6	1093
2059	16,8	0,9	15,6	1724,6	95,0	0,210	18,7	18,7	1819,6	1819,6	10,3	10,0	1103
2060	15,6	0,9	17,1	1740,2	95,9	0,212	17,5	17,5	1836,7	1836,7	11,0	9,3	1112
2061	14,4	0,8	19,2	1754,6	96,6	0,214	16,4	16,4	1852,7	1852,7	11,7	8,6	1121
2062	13,1	0,7	21,5	1767,7	97,4	0,215	15,0	15,0	1867,2	1867,2	12,8	7,8	1129
2063	11,7	0,6	24,4	1779,4	98,0	0,217	13,6	13,6	1880,5	1880,5	14,1	7,0	1136
2064	10,5	0,6	28,9	1789,9	98,6	0,218	12,4	12,4	1892,5	1892,5	15,5	6,3	1142
2065	9,4	0,5	36,4	1799,2	99,1	0,219	11,3	11,3	1903,5	1903,5	17,0	5,7	1148
2066	8,4	0,5	51,3	1807,6	99,6	0,220	10,3	10,3	1913,5	1913,5	18,7	5,1	1153
2067	7,5	0,4	94,3	1815,1	100,0	0,221	9,4	9,4	1922,7	1922,7	20,4	4,6	1157
2068	5,6	0,3		1820,6	100,3	0,222	7,6	7,6	1930,1	1930,1	26,9	3,2	1161
2069	4,2	0,2		1824,9	100,5	0,222	6,3	6,3	1936,2	1936,2	32,7	2,3	1163
2070	3,2	0,2		1828,1	100,7	0,223	5,3	5,3	1941,3	1941,3	39,0	1,6	1165
2071	2,5	0,1		1830,6	100,8	0,223	4,5	4,5	1945,7	1945,7	45,2	1,2	1166
2072	1,9	0,1		1832,5	100,9	0,223	4,0	4,0	1949,6	1949,6	51,3	0,8	1167
2073	1,5	0,1		1834,0	101,0	0,223	3,6	3,6	1953,1	1953,1	57,1	0,6	1167
2074	1,2	0,07		1835,3	101,1	0,224	3,3	3,3	1956,3	1956,3	62,4	0,4	1168
2075	1,0	0,06		1836,3	101,1	0,224	3,1	3,1	1958,0	1958,0	67,1	0,3	1168

Таблица 1.3.3.4 – Месторождение Долинное. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый).

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Ввод скважин из консервации	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.	нефти	жидк.
2023	0	0	0	0	7	25,0	7	0	0	7	7	6	6,8	7,4
2024	1	1	0	0	9	32,2	9	0	0	9	9	8	9,7	10,9
2025	2	2	0	1	12	42,9	12	0	0	12	12	11	14,5	16,8
2026	1	1	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	15,5	16,7
2027	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	14,4	14,9
2028	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	14,8	15,3
2029	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	14,3	14,8
2030	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	13,8	14,3
2031	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	13,4	13,8
2032	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	12,9	13,5
2033	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	12,5	13,0
2034	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	12,1	12,6
2035	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	11,7	12,3
2036	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	11,3	11,9
2037	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	11,0	11,5
2038	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	10,6	11,1
2039	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	10,3	10,8
2040	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	10,0	10,4
2041	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	9,6	10,1
2042	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	9,3	9,8
2043	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	9,0	9,5
2044	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	8,6	9,1
2045	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	8,3	8,7
2046	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	7,9	8,4
2047	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	7,5	8,0
2048	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	7,2	7,7
2049	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	6,9	7,4
2050	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	6,6	7,1
2051	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	6,3	6,8
2052	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	6,0	6,5
2053	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	5,7	6,2
2054	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	5,5	6,0
2055	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	5,2	5,7
2056	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	5,0	5,5
2057	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	4,8	5,3
2058	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	4,6	5,1
2059	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	4,3	4,8
2060	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	4,0	4,4
2061	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	3,7	4,2
2062	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	3,3	3,8
2063	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	3,0	3,5
2064	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	2,7	3,1
2065	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	2,4	2,9
2066	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	2,1	2,6
2067	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	1,9	2,4
2068	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	1,4	1,9
2069	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	1,1	1,6
2070	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	0,8	1,3
2071	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	0,6	1,1
2072	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	0,5	1,0
2073	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	0,4	0,9
2074	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	0,3	0,8
2075	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	0,3	0,8

Таблица 1.3.3.5 – Месторождение Долинное. 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, %	Коэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча газа, млн. м³	Накопленная добыча газа, млн. м³
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.			
2023	13,4	0,7	0,9	411,0	22,6	0,050	14,6	0,0	435,5	0,0	7,9	14,7	262
2024	18,2	1,0	1,3	429,2	23,6	0,052	19,5	0,0	473,3	0,0	6,7	17,7	279
2025	48,1	2,7	3,5	477,3	26,3	0,058	49,8	0,0	530,3	0,0	3,3	31,5	311
2026	58,8	3,2	4,4	536,0	29,5	0,065	60,4	60,4	589,7	589,7	2,7	37,3	348
2027	56,9	3,1	4,5	593,0	32,7	0,072	58,5	58,5	650,8	650,8	2,7	36,9	385
2028	58,4	3,2	4,8	651,4	35,9	0,079	60,1	60,1	709,9	709,9	2,8	37,5	423
2029	56,4	3,1	4,8	707,8	39,0	0,086	58,2	58,2	767,0	767,0	3,1	39,6	462
2030	54,4	3,0	4,9	762,3	42,0	0,093	56,2	56,2	822,1	822,1	3,2	38,3	501
2031	52,6	2,9	5,0	814,9	44,9	0,099	54,4	54,4	875,5	875,5	3,3	39,8	540
2032	53,6	3,0	5,4	868,5	47,9	0,106	55,4	55,4	936,5	936,5	3,2	43,8	584
2033	64,0	3,5	6,8	932,5	51,4	0,114	65,8	65,8	1001,4	1001,4	2,7	57,9	642
2034	64,6	3,6	7,3	997,1	54,9	0,121	66,4	66,4	1066,3	1066,3	2,7	61,7	704
2035	61,8	3,4	7,6	1059,0	58,3	0,129	63,6	63,6	1128,6	1128,6	2,8	47,9	752
2036	59,1	3,3	7,8	1118,0	61,6	0,136	60,9	60,9	1188,1	1188,1	3,0	40,5	792
2037	56,5	3,1	8,1	1174,6	64,7	0,143	58,3	58,3	1245,2	1245,2	3,1	38,4	831
2038	54,1	3,0	8,5	1228,7	67,7	0,150	55,9	55,9	1300,0	1300,0	3,2	36,9	867
2039	51,8	2,9	8,8	1280,5	70,5	0,156	53,7	53,7	1352,6	1352,6	3,5	35,4	903
2040	49,2	2,7	9,2	1329,7	73,3	0,162	51,1	51,1	1402,6	1402,6	3,7	33,6	936
2041	46,8	2,6	9,6	1376,5	75,8	0,168	48,7	48,7	1450,3	1450,3	3,9	32,0	968
2042	44,5	2,5	10,2	1421,0	78,3	0,173	46,4	46,4	1495,6	1495,6	4,1	30,5	999
2043	42,1	2,3	10,7	1463,2	80,6	0,178	44,0	44,0	1538,5	1538,5	4,3	28,9	1028
2044	39,9	2,2	11,3	1503,1	82,8	0,183	41,8	41,8	1579,3	1579,3	4,5	27,5	1055
2045	37,8	2,1	12,1	1540,9	84,9	0,188	39,7	39,7	1618,0	1618,0	4,8	26,1	1081
2046	35,8	2,0	13,1	1576,7	86,9	0,192	37,7	37,7	1654,2	1654,2	5,0	24,9	1106
2047	33,4	1,8	14,0	1610,1	88,7	0,196	35,3	35,3	1688,1	1688,1	5,4	23,5	1130
2048	31,1	1,7	15,2	1641,2	90,4	0,200	33,0	33,0	1719,1	1719,1	5,8	22,2	1152
2049	28,3	1,6	16,3	1669,5	92,0	0,203	30,2	30,2	1747,7	1747,7	6,3	20,8	1173
2050	25,8	1,4	17,7	1695,3	93,4	0,207	27,7	27,7	1774,0	1774,0	6,9	19,5	1192
2051	23,7	1,3	19,8	1719,0	94,7	0,209	25,6	25,6	1798,4	1798,4	7,4	18,4	1211
2052	21,8	1,2	22,7	1740,7	95,9	0,212	23,7	23,7	1821,1	1821,1	8,0	17,4	1228
2053	20,1	1,1	27,1	1760,8	97,0	0,215	22,0	22,0	1842,2	1842,2	8,6	16,4	1245
2054	18,5	1,0	34,2	1779,4	98,0	0,217	20,4	20,4	1861,9	1861,9	9,3	15,5	1260
2055	17,2	0,9	48,2	1796,6	99,0	0,219	19,1	19,1	1880,3	1880,3	10,0	14,7	1275
2056	15,9	0,9	86,2	1812,5	99,9	0,221	17,8	17,8	1897,5	1897,5	10,7	13,9	1289
2057	14,8	0,8		1827,2	100,7	0,223	16,7	16,7	1913,8	1913,8	11,4	13,2	1302
2058	13,3	0,7		1840,6	101,4	0,224	15,2	15,2	1928,6	1928,6	12,5	12,0	1314
2059	12,1	0,7		1852,6	102,1	0,226	14,0	14,0	1940,5	1940,5	13,6	11,0	1325
2060	9,8	0,5		1862,4	102,6	0,227	11,0	11,0	1951,4	1951,4	10,9	9,8	1335
2061	9,0	0,5		1871,4	103,1	0,228	10,2	10,2	1961,6	1961,6	11,8	9,0	1344
2062	8,3	0,5		1879,7	103,6	0,229	9,5	9,5	1971,1	1971,1	12,7	8,3	1352
2063	7,6	0,4		1887,3	104,0	0,230	8,8	8,8	1979,9	1979,9	13,6	7,6	1359
2064	7,0	0,4		1894,3	104,4	0,231	8,2	8,2	1988,1	1988,1	14,6	7,0	1366
2065	6,4	0,4		1900,7	104,7	0,232	7,6	7,6	1995,7	1995,7	15,7	6,4	1373
2066	5,9	0,3		1906,6	105,0	0,232	7,1	7,1	2002,8	2002,8	16,8	5,9	1379
2067	5,5	0,3		1912,1	105,3	0,233	6,7	6,7	2009,5	2009,5	18,0	5,5	1384
2068	5,0	0,3		1917,1	105,6	0,234	6,2	6,2	2015,7	2015,7	19,3	5,0	1389
2069	4,6	0,3		1921,7	105,9	0,234	5,8	5,8	2021,5	2021,5	20,6	4,6	1394
2070	4,2	0,2		1925,9	106,1	0,235	5,4	5,4	2027,0	2027,0	22,0	4,2	1398
2071	3,9	0,2		1929,9	106,3	0,235	5,1	5,1	2032,1	2032,1	23,5	3,9	1402

Таблица 1.3.3.6 – Месторождение Долинное. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Ввод скважин из консервации	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.	нефти	жидк.
2023	0	0	0	0	7	25,0	7	0	0	7	0	6	6,8	7,4
2024	1	1	0	0	9	32,2	9	0	0	9	0	8	9,7	10,9
2025	2	2	0	1	12	42,9	12	0	0	12	0	11	14,5	16,8
2026	1	1	0	0	13	46,5	13	0	0	13	6	12	15,5	16,7
2027	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	14,4	14,8
2028	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	14,8	15,3
2029	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	14,3	14,8
2030	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	13,8	14,3
2031	0	0	0	0	13	46,5	13	0	0	13	13	12	13,4	13,8
2032	1	1	0	0	14	50,1	14	0	0	14	14	13	13,0	14,1
2033	2	2	0	0	16	57,2	16	0	0	16	16	15	13,8	15,4
2034	1	1	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	12,6	13,5
2035	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	11,8	12,1
2036	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	11,2	11,6
2037	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	10,8	11,1
2038	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	10,3	10,6
2039	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	9,9	10,2
2040	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	9,4	9,7
2041	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	8,9	9,3
2042	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	8,5	8,8
2043	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	8,0	8,4
2044	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	7,6	8,0
2045	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	7,2	7,6
2046	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	6,8	7,2
2047	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	6,3	6,7
2048	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	5,9	6,3
2049	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	5,4	5,7
2050	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	4,9	5,3
2051	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	4,5	4,9
2052	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	4,1	4,5
2053	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	3,8	4,2
2054	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	3,5	3,9
2055	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	3,3	3,6
2056	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	3,0	3,4
2057	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	2,8	3,2
2058	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	2,5	2,9
2059	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	17	17	16	2,3	2,7
2060	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	3,0	3,3
2061	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	2,7	3,1
2062	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	2,5	2,9
2063	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	2,3	2,7
2064	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	2,1	2,5
2065	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	2,0	2,3
2066	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	1,8	2,2
2067	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	1,7	2,0
2068	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	1,5	1,9
2069	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	1,4	1,8
2070	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	1,3	1,7
2071	0	0	0	0	17	60,8	17	0	0	11	11	10	1,2	1,6

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

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

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

- ❖ обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- ❖ обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- ❖ обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- ❖ обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- ❖ обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима эксплуатации скважины и контроля за разработкой;
- ❖ обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- ❖ обеспечить надежность эксплуатации всех технологических звеньев;
- ❖ обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

При проектировании системы сбора продукции и нового фонда скважин на месторождении Долинное 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 подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- ❖ нефтесборные коллекторы 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.

Технология сбора и транспорта нефти месторождения Долинное осуществляется по следующей схеме: устье скважины → выкидные линии → гребенки → сбор нефти → наливная площадка → автовозы → нефтетерминал.

Газожидкостная смесь поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС), где происходит разделение пластовой жидкости и газа. Выделившийся попутный газ через НГС по промысловому газопроводу транспортируется под своим давлением на УПГ Аксаз для дальнейшей подготовки, часть газа используется для использования на производственные и коммунально-бытовые нужды месторождения (печи подогрева нефти, водогрейный котел и др.).

Газ после подготовки на УПГ Аксаз поступает в газопровод длиной 18 км до газопровода «Актау-Карьер-5», в систему «Актау-ГазТрансАймак».

На месторождении Долинное действует пункт предварительного сбора нефти, и в настоящее время вся добываемая нефть наливается на нефтевозы и транспортируется до УПН «Ойл Препарэйшн Терминал» для дальнейшей подготовки до товарной кондиции, оттуда транспортируется в магистральную нефтепроводную систему АО «КазТрансОйл».

Действующая система сбора добываемой продукции скважин соответствует существующим объемам добычи жидкости и нефти.

В перспективе Недропользователь планирует частично использовать оборудование, купленное в рамках реализации проекта Комплекса подготовки нефти и газа, разработать проект и построить только УПН используя имеющееся технологическое оборудование. Мощность УПН будет соответствовать совокупной добыче нефти по всем месторождениям. Нефтяная жидкость от месторождения Долинное будет транспортироваться до УПН по трубопроводу.

Для транспортировки нефти от УПН до действующего нефтепровода АО «КТО» (Каламкас-Каражанбас-Актау) будет запроектирован нефтепровод.

1.3.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного 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 «Емир-Ойл» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутно добываемого сырого газа, а именно:

- ❖ «Программа утилизации попутного газа месторождения Долинное (Протокол № 6/3 МНГ РК от 22.06.2006г.).
- ❖ «Программа развития переработки попутного газа месторождений ТОО «Емир-Ойл» на 2011–2012 гг.».
- ❖ «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на 2014-2016гг.» (Протокол № 7 РГ МНГ РК от 16.05.2014 г.).
- ❖ «Программы развития переработки попутного газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на 2014-2016гг.» (Протокол № 10 РГ МЭРК от 25.08.2014 г.).
- ❖ «Дополнение к Программе развития переработки попутного газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на 2014-2016гг.» (Протокол №3 РГ МЭРК от 26.12.2014 г.).
- ❖ «Корректировка Программы развития переработки попутного газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на 2014–2016 годы» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 02.10.2015г.).
- ❖ «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на 2017–2019 гг.» (Протокол №8 РГ МЭ РК от 11.10.2016г. Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ52VCR00000685 от 22.12.2016г.).
- ❖ «Корректировка Программы развития переработки попутного газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на 2017-2019гг.» (Протокол №3 РГ МЭ РК от 31.08.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ21VCR00000758 от 04.10.2017г.).
- ❖ «Корректировки Программы развития переработки попутного газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на 2017-2019 гг.» (Протокол №6 РГ МЭ РК от 14.09.18г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ49VCR00000933 от 31.10.2018г.).
- ❖ «Программа развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» на период с 01.05.2021 по 31.12.2021 гг.» (Протокол № 3 РГ МЭ РК от 20.04.2021 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ91VPC00015305 от 29.06.2021г. на период с 01.07.2021г. - 31.12.21 г.).

- ❖ «Программа развития переработки сырого газа на месторождениях Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман, Емир, Есен ТОО «Емир-Ойл» на период с 01.01.2022 по 31.12.2024 гг.» (Протокол №3 РГ МЭ РК от 30.12.2021 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ11VPC00016842 от 02.02.2022г. на период 05.02.2022 по 30.06.2022 г.).
- ❖ «Корректировка Программы развития переработки сырого газа на месторождениях по месторождениям Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман, Емир, Есен ТОО «Емир-Ойл» на период с 01.01.2022 г по 31.12.2024 гг., по месторождениям Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман на период с 01.07.2022г. по 31.12.2022 г., Северный Кариман и Есен на 2023 год (Протокол №4 РГ МЭ РК от 15.07.2022 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ11VPC00017909 от 03.08.2022 г. на период 03.08.2022 по 31.12.2022 г).

Все технологические решения, принятые в рамках утвержденной «Программы...», ТОО «Емир-Ойл» полностью реализуется в настоящее время. Добываемый газ месторождения Долинное используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева, оставшийся газ после подготовки подается местному потребителю АО «АктауГазТрансАймак» через существующий газопровод протяженностью 18 км «Актау-Карьер 5», газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

В таблице 1.3.5.1 представлен баланс добычи и распределения сырого газа за период 2018 - 2022 гг.

Таблица 1.3.5.1 – Баланс добычи и распределения сырого газа за последние 5 лет

Показатели	Годы									
	2018		2019		2020		2021		2022	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча сырого газа, млн.м ³	12,2	18,427	18,7	19,674	10,6	19,234	13,7	18,683	12,597	19,509
Объем газа, потреб на собств. тех нужды, млн.м ³	2,626	0,616	2,626	0,371	1,223	0,326	1,223	0,151	1,311	0,285
Объем тех неизбежного сжигания газа, млн.м ³	1,69423	0,511	2,27045	1,001	0	0	0,52206	0,283	0,736	0,494
Подача газа на УПП, млн.м ³	7,87977	17,299	13,803	18,301	9,377	18,908	11,954	18,249	10,550	18,731

1.3.6 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 Долинное по состоянию на 01.01.2023 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 1.3.4.

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 Долинное основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться:

1 вариант разработки

Площадка ГУ – Долинное

Организованные источники:

- Печь подогрева ПП - 0,63 - источник №№0001 - 0002;
- Резервуар для нефти V-100 м³ - источник №№0003 - 0004;
- Резервуар для нефти V-100 м³ - источник №№0005 - 0008;
- Стояк налива нефти - источник №0009-0010;
- Факельная установка (дежурная горелка) - источник №0011.

Неорганизованные источники:

- Дренажная емкость - источник №6001;
- Площадка узла сбора и отгрузки нефти - источник №6002;
- Нефтегазосепаратор - источник №6003 - 6004;
- Дренажная емкость - источник №6005 - 6006;
- Насосы центробежные №1 - источник №6007;
- Конденсатосборник №1 - источник №6008;

- Насосы центробежные №2 - источник №6009;
- Площадка компрессора - источник №6010;
- Площадка Газосепаратора - источник №6011;
- Межплощадочные трубопроводы - источник №6012;

Площадка УПГ – Долинное

Неорганизованные источники:

- Площадка узла врезки газа - источник №6013;
- Площадка узла учета газа - источник №6014;
- Площадка сепаратора эжекторного блока - источник №6015;
- Площадка Сепаратора «газ-вода» - источник №6016;
- Площадка дренажной емкости для ДЭГ - источник №6017;
- Конденсатосборник №1 и №3 - источник №6018 - 6019;
- Конденсатосборник №2 - источник №6020;

Площадка ДНС – Долинное

Неорганизованные источники:

- Тест - сепаратор - источник №6021;
- Площадка гребенки - источник №6022;

Вахтовый поселок

Организованные источники:

- Печь для отопления вахтового поселка - источник №0012;

Площадка добывающих скважин.

Неорганизованные источники:

- Площадка добывающих скважин. ЗРА и ФС (9 скв.) – источник №6023.

Всего в период разработки по 1 варианту предполагается эксплуатация 35 источников выбросов, из них 12 – организованных, 23 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки (рекомендуемый)

Площадка ГУ – Долинное

Организованные источники:

- Печь подогрева ПП - 0,63 - источник №№0001 - 0002;
- Резервуар для нефти V-100 м³ - источник №№0003 - 0004;
- Резервуар для нефти V-100 м³ - источник №№0005 - 0008;
- Стояк налива нефти - источник №0009-0010;
- Факельная установка (дежурная горелка) - источник №0011.

Неорганизованные источники:

- Дренажная емкость - источник №6001;
- Площадка узла сбора и отгрузки нефти - источник №6002;
- Нефтегазосепаратор - источник №6003 - 6004;
- Дренажная емкость - источник №6005 - 6006;
- Насосы центробежные №1 - источник №6007;
- Конденсатосборник №1 - источник №6008;
- Насосы центробежные №2 - источник №6009;
- Площадка компрессора - источник №6010;
- Площадка Газосепаратора - источник №6011;
- Межплощадочные трубопроводы - источник №6012;

Площадка УПГ – Долинное

Неорганизованные источники:

- Площадка узла врезки газа - источник №6013;
- Площадка узла учета газа - источник №6014;
- Площадка сепаратора эжекторного блока - источник №6015;
- Площадка Сепаратора «газ-вода» - источник №6016;
- Площадка дренажной емкости для ДЭГ - источник №6017;
- Конденсатосборник №1 и №3 - источник №6018 - 6019;
- Конденсатосборник №2 - источник №6020;

Площадка ДНС – Долинное

Неорганизованные источники:

- Тест - сепаратор - источник №6021;
- Площадка гребенки - источник №6022;

Вахтовый поселок

Организованные источники:

- Печь для отопления вахтового поселка - источник №0012;

Площадка добывающих скважин.

Неорганизованные источники:

- Площадка добывающих скважин. ЗРА и ФС (13 скв.) – источник №6023.

Всего в период разработки по 2 варианту (рекомендуемый) предполагается эксплуатация 35 источников выбросов, из них 12 – организованных, 23 – неорганизованных источников.

3 вариант разработки

Площадка ГУ – Долинное

Организованные источники:

- Печь подогрева ПП - 0,63 - источник №№0001 - 0002;
- Резервуар для нефти V-100 м³ - источник №№0003 - 0004;
- Резервуар для нефти V-100 м³ - источник №№0005 - 0008;
- Стояк налива нефти - источник №0009-0010;
- Факельная установка (дежурная горелка) - источник №0011.

Неорганизованные источники:

- Дренажная емкость - источник №6001;
- Площадка узла сбора и отгрузки нефти - источник №6002;
- Нефтегазосепаратор - источник №6003 - 6004;
- Дренажная емкость - источник №6005 - 6006;
- Насосы центробежные №1 - источник №6007;
- Конденсатосборник №1 - источник №6008;
- Насосы центробежные №2 - источник №6009;
- Площадка компрессора - источник №6010;
- Площадка Газосепаратора - источник №6011;
- Межплощадочные трубопроводы - источник №6012;

Площадка УПГ – Долинное

Неорганизованные источники:

- Площадка узла врезки газа - источник №6013;
- Площадка узла учета газа - источник №6014;
- Площадка сепаратора эжекторного блока - источник №6015;
- Площадка Сепаратора «газ-вода» - источник №6016;
- Площадка дренажной емкости для ДЭГ - источник №6017;
- Конденсатосборник №1 и №3 - источник №6018 - 6019;
- Конденсатосборник №2 - источник №6020;

Площадка ДНС – Долинное

Неорганизованные источники:

- Тест - сепаратор - источник №6021;
- Площадка гребенки - источник №6022;

Вахтовый поселок

Организованные источники:

- Печь для отопления вахтового поселка - источник №0012;

Площадка добывающих скважин.

Неорганизованные источники:

- Площадка добывающих скважин. ЗРА и ФС (17 скв.) – источник №6023.

Всего в период разработки по 3 варианту предполагается эксплуатация 35 источников выбросов, из них 12 – организованных, 23 – неорганизованных источников.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Долинное представлена в Приложении 1.

1.3.7 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Предварительные ориентировочные 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;
- Методических указаний 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;
- «Методикой расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» Приказ МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 02.04.2008 г. №79-п).
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

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 1.3.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (44,7

тыс.тонн). В данный период (2025 год) объем добычи газа составит 31,9 млн. м³ (таблица 1.3.3.1), количество добывающих скважин составит 9 ед. (таблица 1.3.3.2).

- **2 вариант разработки (рекомендуемый)** – на **2026 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.3.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (58,8 тыс.тонн). В данный период (2026 год) объем добычи газа составит 34,1 млн. м³ (таблица 1.3.3.3), количество добывающих скважин составит 13 ед. (таблица 1.3.3.4).
- **3 вариант разработки** – на **2034 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.3.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (64,6 тыс.тонн). В данный период (2034 год) объем добычи газа составит 61,7 млн. м³ (таблица 1.3.3.5), количество добывающих скважин составит 17 ед. (таблица 1.3.3.6).

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.3.7.1 - 1.3.7.3.

Таблица 1.3.7.1 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Долинное по 1 варианту разработки

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, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	1,53495	4,18545	104,63625
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	0,24944	0,68007	11,3345
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	1,1812	0,55062	11,0124
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	0,01578	0,12889	2,5778
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,00001	0,00000468	0,000585
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	11,88952	7,70794	2,56931333
0410	Метан	50			50		0,3728	2,33935	0,046787
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		56,827419	77,805687	1,55611374
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		20,9718432	27,318161	0,91060537
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,2738734	0,352503	3,52503
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,1329222	0,171679	0,858395
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,1719262	0,221755	0,36959167
ВСЕГО:							93,621684	121,46210968	139,3973711

Таблица 1.3.7.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Долинное по 2 варианту разработки (рекомендуемый)

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, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	1,53495	4,18545	104,63625
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	0,24944	0,68007	11,3345
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	1,1812	0,55062	11,0124
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	0,01578	0,12889	2,5778
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,00001	0,00000468	0,000585
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	11,88952	7,70794	2,56931333
0410	Метан	50			50		0,3728	2,33935	0,046787
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		56,831919	87,663307	1,75326614
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		20,9735132	30,964821	1,0321607
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,2738934	0,400393	4,00393
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,1329322	0,194209	0,971045
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,1719362	0,251785	0,41964167
ВСЕГО:							93,627894	135,06683968	140,3576788



Таблица 1.3.7.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Долинное по 3 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04		2	1,53495	4,18545	104,63625
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06		3	0,24944	0,68007	11,3345
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05		3	1,1812	0,55062	11,0124
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05		3	0,01578	0,12889	2,5778
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008			2	0,00001	0,00000468	0,000585
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3		4	11,88952	7,70794	2,56931333
0410	Метан	50			50		0,3728	2,33935	0,046787
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50			50		56,836409	93,965537	1,87931074
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30			30		20,9751732	33,295071	1,1098357
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,2739134	0,431073	4,31073
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2			3	0,1329422	0,208939	1,044695
0621	Метилбензол	0,6	0,6			3	0,1719562	0,270815	0,45135833
ВСЕГО:							93,634094	143,76375968	140,9735651

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном «Проекте разработки месторождения Долинное», являются предварительными, укрупненными 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 в атмосферный воздух от всего технологического оборудования расположенного на территории месторождения будут представлены в проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов ТОО «Емир Ойл» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

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

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, с ранее разработанным и согласованным проектом «Индивидуальный технический проект на строительство разведочной скважины №8 на месторождении Долинное» составит:

- При строительстве скважины (в совокупности при подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-50 и XJ-550) – **44,6002061 г/с** или **713,7198878 тонн.**
- При строительстве скважины (в совокупности при подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-70 и XJ-550) – **44,5748011 г/с** или **713,7186118 тонн.**

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Долинное, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

1.3.8 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

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, 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 «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Долинное, как и на других месторождениях Мангистауской области нет действующих метеопостов «Казгидромет», расчет рассеивания проводился с учетом фоновых концентраций, принятым по результатам мониторинговых наблюдений за 2 квартал 2023 года.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Долинное во 2-ом квартале 2023 года составили: Диоксид азота - $0,0498 \text{ мг/м}^3$; Оксид азота - $0,0426 \text{ мг/м}^3$; Оксид углерода - $2,33 \text{ мг/м}^3$; Взвешенные вещества (пыль) - $0,0235 \text{ мг/м}^3$.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования

представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 19000 x 15000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

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 1.3.8.1.

Таблица 1.3.8.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Долинное

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 диоксид	0,2	-	1,201	0,452
0304	Азот оксид	0,4	-	0,184	0,123
0328	Углерод (Сажа)	0,15	-	2,562	0,248
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,741	0,529
0410	Метан	-	50	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	2,032	0,062
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30	1,250	0,038
0602	Бензол	0,3	-	1,633	0,050
0616	Диметилбензол	0,2	-	1,189	0,036
0621	Метилбензол	0,6	-	0,513	0,016
-	Группа суммации 0301+0330	-	-	1,206	0,453

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Долинное, при рассматриваемой системе сбора, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Долинное принят – 1000 м. (Копия санитарно-эпидемиологического заключения №277 от 19.09.2014 года к «Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Емир Ойл»»).

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года 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)».

В данном отчете по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 1000 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3. Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 4.

1.3.9 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

Предельно допустимый выброс является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест. Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК. Предварительные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК.

Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве предварительных и ориентировочных нормативов эмиссий, которые не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на период эксплуатации месторождения Долинное ТОО «Емир Ойл» представлены в таблице 1.3.9.1.

Таблица 1.3.9.1 - Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Долинное (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2026 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0535	1,6795	0,0535	1,6795	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0535	1,6795	0,0535	1,6795	2026
Печь для отопления вахтового поселка	0012	-	-	0,0105	0,1657	0,0105	0,1657	2026
Итого:	-	-	-	0,1175	3,5247	0,1175	3,5247	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,1175	3,5247	0,1175	3,5247	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0087	0,2729	0,0087	0,2729	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0087	0,2729	0,0087	0,2729	2026
Печь для отопления вахтового поселка	0012	-	-	0,0017	0,0269	0,0017	0,0269	2026
Итого:	-	-	-	0,0191	0,5727	0,0191	0,5727	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0191	0,5727	0,0191	0,5727	2026
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,002	0,0617	0,002	0,0617	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,002	0,0617	0,002	0,0617	2026
Итого:	-	-	-	0,004	0,1234	0,004	0,1234	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,004	0,1234	0,004	0,1234	2026
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0314	0,985	0,0314	0,985	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0314	0,985	0,0314	0,985	2026
Печь для отопления вахтового поселка	0012	-	-	0,0147	0,2317	0,0147	0,2317	2026
Итого:	-	-	-	0,0775	2,2017	0,0775	2,2017	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0775	2,2017	0,0775	2,2017	2026
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0314	0,985	0,0314	0,985	2026
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0314	0,985	0,0314	0,985	2026
Печь для отопления вахтового поселка	0012	-	-	0,0147	0,2317	0,0147	0,2317	2026
Итого:	-	-	-	0,0775	2,2017	0,0775	2,2017	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0775	2,2017	0,0775	2,2017	2026
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	9,2914	10,3765	9,2914	10,3765	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	9,2914	10,3765	9,2914	10,3765	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	9,2914	10,3765	9,2914	10,3765	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0006	-	-	9,2914	10,3765	9,2914	10,3765	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0007	-	-	9,2914	10,3765	9,2914	10,3765	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0008	-	-	9,2914	10,3765	9,2914	10,3765	2026
Стояк налива нефти	0009	-	-	0,1419	0,0951	0,1419	0,0951	2026
Стояк налива нефти	0010	-	-	0,1419	0,0951	0,1419	0,0951	2026
Итого:	-	-	-	56,0322	62,4492	56,0322	62,4492	-
Неорганизованные источники								
Дренажная емкость	6001	-	-	0,0029	0,0919	0,0029	0,0919	2026
Площадка узла сбора и отгрузки нефти	6002	-	-	0,10667	3,36407	0,10667	3,36407	2026
Нефтегазосепаратор №1	6003	-	-	0,169	5,3289	0,169	5,3289	2026



Нефтегазосепаратор №2	6004	-	-	0,169	5,3289	0,169	5,3289	2026
Дренажная емкость №1	6005	-	-	0,0006	0,0188	0,0006	0,0188	2026
Дренажная емкость №2	6006	-	-	0,0006	0,0188	0,0006	0,0188	2026
Насосы центробежные №1	6007	-	-	0,05032	1,58687	0,05032	1,58687	2026
Конденсатосборник №1	6008	-	-	0,0003	0,0084	0,0003	0,0084	2026
Насосы центробежные №2	6009	-	-	0,05032	1,58687	0,05032	1,58687	2026
Площадка компрессора	6010	-	-	0,000009	0,000277	0,000009	0,000277	2026
Площадка газосепаратора	6011	-	-	0,005	0,15842	0,005	0,15842	2026
Межплощадочные трубопроводы	6012	-	-	0,0163	0,5126	0,0163	0,5126	2026
Площадка узла врезки газа	6013	-	-	0,00344	0,1085	0,00344	0,1085	2026
Площадка узла учета газа	6014	-	-	0,00688	0,21699	0,00688	0,21699	2026
Площадка сепаратора эжекторного блока	6015	-	-	0,0035	0,11039	0,0035	0,11039	2026
Площадка сепаратора "Газ-вода"	6016	-	-	0,02236	0,70522	0,02236	0,70522	2026
Площадка дренажной емкости для ДЭГ	6017	-	-	0,00518	0,16331	0,00518	0,16331	2026
Конденсатосборник №1	6018	-	-	0,0003	0,0084	0,0003	0,0084	2026
Кондесатосборник №3	6019	-	-	0,0003	0,0084	0,0003	0,0084	2026
Кондесатосборник №2	6020	-	-	0,0001	0,0023	0,0001	0,0023	2026
Тест-сепаратор	6021	-	-	0,16898	5,32886	0,16898	5,32886	2026
Площадка Гребенки	6022	-	-	0,00304	0,09601	0,00304	0,09601	2026
Площадка добывающих скважин	6023	-	-	0,01462	0,46092	0,01462	0,46092	2026
Итого:	-	-	-	0,799719	25,214107	0,799719	25,214107	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	56,831919	87,663307	56,831919	87,663307	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	3,4365	3,8379	3,4365	3,8379	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	3,4365	3,8379	3,4365	3,8379	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	3,4365	3,8379	3,4365	3,8379	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0006	-	-	3,4365	3,8379	3,4365	3,8379	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0007	-	-	3,4365	3,8379	3,4365	3,8379	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0008	-	-	3,4365	3,8379	3,4365	3,8379	2026
Стояк налива нефти	0009	-	-	0,0525	0,0352	0,0525	0,0352	2026
Стояк налива нефти	0010	-	-	0,0525	0,0352	0,0525	0,0352	2026
Итого:	-	-	-	20,724	23,0978	20,724	23,0978	-
Неорганизованные источники								



Дренажная емкость	6001	-	-	0,0011	0,034	0,0011	0,034	2026
Площадка узла сбора и отгрузки нефти	6002	-	-	0,00858	0,27046	0,00858	0,27046	2026
Нефтегазосепаратор №1	6003	-	-	0,0625	1,9709	0,0625	1,9709	2026
Нефтегазосепаратор №2	6004	-	-	0,0625	1,9709	0,0625	1,9709	2026
Дренажная емкость №1	6005	-	-	0,0002	0,007	0,0002	0,007	2026
Дренажная емкость №2	6006	-	-	0,0002	0,007	0,0002	0,007	2026
Насосы центробежные №1	6007	-	-	0,01861	0,58692	0,01861	0,58692	2026
Конденсатосборник №1	6008	-	-	0,0001	0,0031	0,0001	0,0031	2026
Насосы центробежные №2	6009	-	-	0,01861	0,58692	0,01861	0,58692	2026
Площадка компрессора	6010	-	-	0,0000032	0,000101	0,0000032	0,000101	2026
Площадка газосепаратора	6011	-	-	0,00184	0,058	0,00184	0,058	2026
Межплощадочные трубопроводы	6012	-	-	0,006	0,1877	0,006	0,1877	2026
Конденсатосборник №1	6018	-	-	0,0001	0,0031	0,0001	0,0031	2026
Кондесатосборник №3	6019	-	-	0,0001	0,0031	0,0001	0,0031	2026
Кондесатосборник №2	6020	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2026
Тест-сепаратор	6021	-	-	0,0625	1,97093	0,0625	1,97093	2026
Площадка Гребенки	6022	-	-	0,00113	0,03551	0,00113	0,03551	2026
Площадка добывающих скважин	6023	-	-	0,00541	0,17048	0,00541	0,17048	2026
Итого:	-	-	-	0,2495132	7,867021	0,2495132	7,867021	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	20,9735132	30,964821	20,9735132	30,964821	2026
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0449	0,0501	0,0449	0,0501	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0449	0,0501	0,0449	0,0501	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0449	0,0501	0,0449	0,0501	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0006	-	-	0,0449	0,0501	0,0449	0,0501	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0007	-	-	0,0449	0,0501	0,0449	0,0501	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0008	-	-	0,0449	0,0501	0,0449	0,0501	2026
Стояк налива нефти	0009	-	-	0,0007	0,0005	0,0007	0,0005	2026
Стояк налива нефти	0010	-	-	0,0007	0,0005	0,0007	0,0005	2026
Итого:	-	-	-	0,2708	0,3016	0,2708	0,3016	-
Неорганизованные источники								
Дренажная емкость	6001	-	-	0,000014	0,00044	0,000014	0,00044	2026
Площадка узла сбора и отгрузки нефти	6002	-	-	0,00009	0,00287	0,00009	0,00287	2026
Нефтегазосепаратор №1	6003	-	-	0,0008	0,0257	0,0008	0,0257	2026
Нефтегазосепаратор №2	6004	-	-	0,0008	0,0257	0,0008	0,0257	2026



Дренажная емкость №1	6005	-	-	0,000003	0,000091	0,000003	0,000091	2026
Дренажная емкость №2	6006	-	-	0,000003	0,000091	0,000003	0,000091	2026
Насосы центробежные №1	6007	-	-	0,00024	0,00767	0,00024	0,00767	2026
Конденсатосборник №1	6008	-	-	0,000001	0,00004	0,000001	0,00004	2026
Насосы центробежные №2	6009	-	-	0,00024	0,00767	0,00024	0,00767	2026
Конденсатосборник №1	6018	-	-	0,000001	0,00004	0,000001	0,00004	2026
Кондесатосборник №3	6019	-	-	0,000001	0,00004	0,000001	0,00004	2026
Кондесатосборник №2	6020	-	-	0,0000004	0,000011	0,0000004	0,000011	2026
Тест-сепаратор	6021	-	-	0,00082	0,02574	0,00082	0,02574	2026
Площадка Гребенки	6022	-	-	0,00001	0,00046	0,00001	0,00046	2026
Площадка добывающих скважин	6023	-	-	0,00007	0,00223	0,00007	0,00223	2026
Итого:	-	-	-	0,0030934	0,098793	0,0030934	0,098793	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,2738934	0,400393	0,2738934	0,400393	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0218	0,0243	0,0218	0,0243	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0218	0,0243	0,0218	0,0243	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0218	0,0243	0,0218	0,0243	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0006	-	-	0,0218	0,0243	0,0218	0,0243	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0007	-	-	0,0218	0,0243	0,0218	0,0243	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0008	-	-	0,0218	0,0243	0,0218	0,0243	2026
Стояк налива нефти	0009	-	-	0,0003	0,0002	0,0003	0,0002	2026
Стояк налива нефти	0010	-	-	0,0003	0,0002	0,0003	0,0002	2026
Итого:	-	-	-	0,1314	0,1462	0,1314	0,1462	-
Неорганизованные источники								
Дренажная емкость	6001	-	-	0,000007	0,000216	0,000007	0,000216	2026
Площадка узла сбора и отгрузки нефти	6002	-	-	0,00004	0,00139	0,00004	0,00139	2026
Нефтегазосепаратор №1	6003	-	-	0,0004	0,0125	0,0004	0,0125	2026
Нефтегазосепаратор №2	6004	-	-	0,0004	0,0125	0,0004	0,0125	2026
Дренажная емкость №1	6005	-	-	0,000001	0,000044	0,000001	0,000044	2026
Дренажная емкость №2	6006	-	-	0,000001	0,000044	0,000001	0,000044	2026
Насосы центробежные №1	6007	-	-	0,00012	0,00372	0,00012	0,00372	2026
Конденсатосборник №1	6008	-	-	0,000001	0,00002	0,000001	0,00002	2026
Насосы центробежные №2	6009	-	-	0,00012	0,00372	0,00012	0,00372	2026
Конденсатосборник №1	6018	-	-	0,000001	0,00002	0,000001	0,00002	2026
Кондесатосборник №3	6019	-	-	0,000001	0,00002	0,000001	0,00002	2026



Кондесатосборник №2	6020	-	-	0,0000002	0,000005	0,0000002	0,000005	2026
Тест-сепаратор	6021	-	-	0,0004	0,0125	0,0004	0,0125	2026
Площадка Гребенки	6022	-	-	0,00001	0,00023	0,00001	0,00023	2026
Площадка добывающих скважин	6023	-	-	0,00003	0,00108	0,00003	0,00108	2026
Итого:	-	-	-	0,0015322	0,048009	0,0015322	0,048009	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,1329322	0,194209	0,1329322	0,194209	2026
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0282	0,0315	0,0282	0,0315	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0282	0,0315	0,0282	0,0315	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0005	-	-	0,0282	0,0315	0,0282	0,0315	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0006	-	-	0,0282	0,0315	0,0282	0,0315	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0007	-	-	0,0282	0,0315	0,0282	0,0315	2026
Резервуар для нефти V-100 м3	0008	-	-	0,0282	0,0315	0,0282	0,0315	2026
Стояк налива нефти	0009	-	-	0,0004	0,0003	0,0004	0,0003	2026
Стояк налива нефти	0010	-	-	0,0004	0,0003	0,0004	0,0003	2026
Итого:	-	-	-	0,17	0,1896	0,17	0,1896	-
Неорганизованные источники								
Дренажная емкость	6001	-	-	0,000009	0,000279	0,000009	0,000279	2026
Площадка узла сбора и отгрузки нефти	6002	-	-	0,00006	0,0018	0,00006	0,0018	2026
Нефтегазосепаратор №1	6003	-	-	0,0005	0,0162	0,0005	0,0162	2026
Нефтегазосепаратор №2	6004	-	-	0,0005	0,0162	0,0005	0,0162	2026
Дренажная емкость №1	6005	-	-	0,000002	0,000057	0,000002	0,000057	2026
Дренажная емкость №2	6006	-	-	0,000002	0,000057	0,000002	0,000057	2026
Насосы центробежные №1	6007	-	-	0,00015	0,00482	0,00015	0,00482	2026
Кондесатосборник №1	6008	-	-	0,000001	0,000025	0,000001	0,000025	2026
Насосы центробежные №2	6009	-	-	0,00015	0,00482	0,00015	0,00482	2026
Кондесатосборник №1	6018	-	-	0,000001	0,000025	0,000001	0,000025	2026
Кондесатосборник №3	6019	-	-	0,000001	0,000025	0,000001	0,000025	2026
Кондесатосборник №2	6020	-	-	0,0000002	0,000007	0,0000002	0,000007	2026
Тест-сепаратор	6021	-	-	0,00051	0,01618	0,00051	0,01618	2026
Площадка Гребенки	6022	-	-	0,00001	0,00029	0,00001	0,00029	2026
Площадка добывающих скважин	6023	-	-	0,00004	0,0014	0,00004	0,0014	2026
Итого:	-	-	-	0,0019362	0,062185	0,0019362	0,062185	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,1719362	0,251785	0,1719362	0,251785	2026
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	93,627894	135,06683968	93,627894	135,06683968	-



Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	92,5721	101,77672468	92,5721	101,77672468	-
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Дежурная горелка	0011	-	-	1,41745	0,66075	1,41745	0,66075	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,41745	0,66075	1,41745	0,66075	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Дежурная горелка	0011	-	-	0,23034	0,10737	0,23034	0,10737	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,23034	0,10737	0,23034	0,10737	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Дежурная горелка	0011	-	-	1,1812	0,55062	1,1812	0,55062	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,1812	0,55062	1,1812	0,55062	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Дежурная горелка	0011	-	-	0,01178	0,00549	0,01178	0,00549	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01178	0,00549	0,01178	0,00549	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Дежурная горелка	0011	-	-	0,00001	0,00000468	0,00001	0,00000468	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00001	0,00000468	0,00001	0,00000468	-
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Дежурная горелка	0011	-	-	11,81202	5,50624	11,81202	5,50624	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	11,81202	5,50624	11,81202	5,50624	-
(0410) Метан								
Дежурная горелка	0011	-	-	0,2953	0,13765	0,2953	0,13765	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,2953	0,13765	0,2953	0,13765	-
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1,055794	33,290115	1,055794	33,290115	-



1.4 Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух

Рассмотрение вопросов принятия решений внедрения малоотходных и безотходных технологий должны предусматриваться в Программе управления отходами, которая подготавливается оператором объекта.

Специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух к реализации не планируются.

Мероприятия по охране окружающей среды представляются в соответствующем Плане природоохранных мероприятий (ППМ), который представляется в общем пакете документов на получение Экологического разрешения на воздействие.

1.5 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в целях заполнения декларации о воздействии

Для определения количественных и качественных величин выбросов от источников загрязнения атмосферы выполнены расчеты по действующим нормативно-методическим документам. При этом использовались данные о количестве используемого сырья и материалов, согласно исходным материалам.

Предварительные расчеты количества вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками при разработке месторождения, приведены в Приложении 2.

Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов ТОО «Емир Ойл» после утверждения «Проекта разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 года» в компетентных государственных органах.

Нормативы допустимых выбросов определяются для отдельного стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категории, расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ таким образом, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды. Областью воздействия считается территория (акватория), определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников

выбросов. Лица, осуществляющие деятельность на объектах III категории (далее – декларант), представляют в местный исполнительный орган соответствующей административно-территориальной единицы декларацию о воздействии на окружающую среду. Декларация о воздействии на окружающую среду представляется в письменной форме или в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью.

Декларация о воздействии на окружающую среду должна содержать следующие сведения:

- 1) наименование, организационно-правовую форму, бизнес-идентификационный номер и адрес (место нахождения) юридического лица или фамилию, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), индивидуальный идентификационный номер, место жительства индивидуального предпринимателя;
- 2) наименование и краткую характеристику объекта;
- 3) вид основной деятельности, виды и объем производимой продукции, выполняемых работ, оказываемых услуг;
- 4) декларируемое количество выбросов загрязняющих веществ, количество и виды отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами);
- 5) для намечаемой деятельности – номер и дату выдачи положительного заключения государственной экологической экспертизы для объектов III категории.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется:

- 1) перед началом намечаемой деятельности;
- 2) после начала осуществления деятельности – в случае существенного изменения технологических процессов основных производств, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами).

В случае существенного изменения технологических процессов, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами) декларант обязан в течение трех месяцев с даты внесения соответствующих существенных изменений представить новую декларацию о воздействии на окружающую среду.

Форма декларации о воздействии на окружающую среду и порядок ее заполнения устанавливаются правилами выдачи экологических разрешений. За непредставление

декларации о воздействии на окружающую среду или предоставление недостоверной информации, содержащейся в этой декларации, лица несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Местные исполнительные органы ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляют в территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды сводные данные по принятым декларациям о воздействии на окружающую среду по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

1.6 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия

В период разработки месторождения Долинное основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта 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.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Долинное при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя приведенную шкалу масштабов воздействия (п.13.1 раздела ООС), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Долинное 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено 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.

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферный воздух

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- 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 внутрипромысловых дорогах;
- 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.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;

- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;
- мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

1.7 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 Долинное проводятся согласно утвержденной «Программе производственного экологического контроля ТОО «Емир-Ойл»».

Проведение мониторинга состояния атмосферного воздуха осуществляется по 4 точкам на границах санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Долинное (точки Д-1-Д-4).

В соответствии с Программой в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: углерода оксид, азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, углеводороды C_1 - C_5 , взвешенные вещества (пыль), меркаптаны и сероводород. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

При исследовании качества атмосферного воздуха в районе месторождения Долинное 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 Долинное 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 отчетах по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

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

1.8 Разработка мероприятий 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 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 газоотходных 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, дизельные электростанции);
- 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.

2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

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

Водопотребление

Источниками водоснабжения на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» являются:

- техническая вода из водопровода «Куюлус-Меловое»;
- питьевая (пресная) вода, получаемая по договору с ГКП «Мангыстау-жылу»;
- бутилированная вода питьевого качества.

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», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.). Безопасность и качество поставляемой питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

Водоотведение

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса ТОО «Емир-Ойл» образуются следующие сточные воды:

- ❖ хозяйственно-бытовые;
- ❖ производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. На объектах (ГУ) ТОО «Емир-Ойл» действует самотечная напорная система канализации. Хозяйственно-бытовые сточные воды от сооружений через выпускные колодцы отводятся в общий коллектор. Далее по коллектору сточные воды поступают в емкость для сбора отработанной воды (септик) объемом 30 м³.

В вахтовом поселке эксплуатируется блочное локальное очистное сооружение «БЛОС» для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод производительностью 20 м³/сут.

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.

Сточные воды, образующиеся при бурении скважин, сливаются в шламовые емкости и вывозятся сторонней организацией.

Дренажные воды от оборудования, протечки и ливневый сток с промплощадок собираются в дренажные емкости, которые по мере необходимости опорожняются и содержимое вывозится для утилизации сторонней организацией.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

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

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников ТОО «Емир-Ойл» не имеет.

Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная вода.

На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Обслуживание работ по строительству скважин на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. Проживание предполагается в полевом лагере. Хозяйственно-бытовые стоки от полевого лагеря будут отводиться в специальные емкости.

При бурении скважины на производственные нужды так же используется вода для бурения, для охлаждения дизелей (оборотная вода), для промывки буровой площадки и оборудования, вода будет доставляться по договору.

Объёмы воды на строительство одной скважины будут приняты в соответствии с техническим проектом на строительство скважин.

2.3. Водный баланс объекта, с обязательным указанием динамики ежегодного объема забираемой свежей воды, как основного показателя экологической эффективности системы водопотребления и водоотведения

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Долинное 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 – 22 человека (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице

2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма потребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Хозяйственные нужды	1 житель	22	0,12	2,64	963,6	2,64	963,6
Столовая	4 условных блюда в сутки	22	0,012	1,056	385,44	1,056	385,44
Прачечная	1 кг сухого белья	22	0,04	0,88	321,2	0,88	321,2
Всего:				4,576	1670,24	4,576	1670,24
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,2288	83,5120	0,2288	83,5120
Итого:				4,8048	1753,752	4,8048	1753,752

В рамках «Проекта разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 г.» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины, с ранее разработанным и согласованным проектом «Индивидуальный технический проект на строительство разведочной скважины №8 на месторождении Долинное» и составят **3942,2 м³**, из них: *для хозяйственно-бытовых нужд – 1487,4 м³, для котельной установки – 733,6 м³, для технических нужд – 1721,2 м³.*

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

2.4 Поверхностные воды

2.4.1 Гидрографическая характеристика территории

Для региона характерным являются условия засушливого климата с резкими колебаниями температуры, большим дефицитом влажности, высоким уровнем засоленности почв с характерной однородной пространственной структурой.

Гидрографическая сеть представлена малodeбитными родниками и колодцами с соленой слабоминерализованной водой. Грунтовые воды залегают на глубине 2,5-3 м.

Мощным открытым водным бассейном региона является Каспийское море. Средняя глубина моря в прибрежной части от 1 до 5 метров. Уровень подвержен колебаниям. По последним данным уровень Каспия составляет минус 26,95 – 26,97 м. Колебания уровня моря увязываются с климатическими факторами. Вода в Каспийском море слабосоленая.

Вода в сорах бывает в период снеготаяния и обильных дождей. Основная часть солевой массы в своем происхождении обязана выщелачиванию морских отложений и накоплению солей с образованием рапы под действием испарения. При высыхании соров поверхность покрывается белой солью.

2.4.2 Характеристика водных объектов

В процессе проведения работ на рассматриваемом участке **не планируется сброс сточных вод** в водные объекты и на рельеф местности. Все хоз-бытовые сточные воды на территории месторождения будут сдаваться на утилизацию специализированной организации по договору.

Обоснование максимально возможного внедрения оборотных систем, повторного использования сточных вод, способы утилизации осадков очистных сооружений **не предусматривается проектом.**

Возможность изъятия нормативно - обоснованного количества воды из поверхностного источника в естественном режиме, без дополнительного регулирования стока **не рассматривается.**

2.5 Подземные воды

2.5.1 Гидрогеологическая характеристика района работ

В гидрогеологическом отношении месторождение Долинное расположено в пределах Юго-Восточной части Прикаспийского артезианского бассейна второго порядка, где получили развитие водонапорные режимы различных генетических типов.

По состоянию на 01.01.2023 года свойства и состав воды, изучены по 8 исследованиям из 5 скважин: 5, 7, 12, 110, 112 и ГУ (сточная вода) месторождении Долинное. Анализы проб подземной воды получены из триасовых отложений.

Исследования были выполнены в аккредитованном лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз» и в лаборатории ТОО «Stratum CER» (Стратум Кэр). Результаты анализа содержат данные по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости. Микрокомпоненты не определены.

Результаты проведенных химанализов показывают: проба воды из скважины 5 (интервал перфорации 3548,4-3550,4 м, 3559-3574,6 м, 3584,4-3591,3 м) отобрана с устья в 2012 году. Из скважины 5 получены 2 пробы воды. Результаты проведенных исследований показали, что минерализация вод в среднем составляет $13,5 \text{ г/дм}^3$, при плотности $1,010 \text{ г/см}^3$. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотнo-щелочным свойствам при $\text{pH} < 6,26$ воды характеризуются как кислые. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, составляет $112,8 \text{ мг-экв/дм}^3$, что воды являются очень жесткими. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^{++}\text{K}^{+}$ - варьирует в диапазоне $2542,1\text{--}3173,9 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя 2858 мг/дм^3 ; кальций Ca^{2+} - находится в диапазоне $1012\text{--}2160,8 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет $1586,4 \text{ мг/дм}^3$; магний Mg^{2+} - варьируют в диапазоне $282,7\text{--}519,8 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $401,3 \text{ мг/дм}^3$; хлориды Cl^{-} - находится в диапазоне $5779,8\text{--}9584\text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет $7681,9 \text{ мг/дм}^3$; сульфаты SO_4^{2-} - варьируют в диапазоне $176,9\text{--}559,7 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $368,3 \text{ мг/дм}^3$; гидрокарбонатов HCO_3^{-} - находится в диапазоне $506,3\text{--}695,2 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет $600,8 \text{ мг/дм}^3$. Микрокомпоненты не определены. Присутствует железо общий – 88 мг/дм^3 .

Проба воды из скважины 7 отобрана с устья в 2020-2022 годах. Из скважины 7 получены 2 пробы воды. Результаты проведенных исследований показали, что минерализация вод в среднем составляет $13,5 \text{ г/дм}^3$, при плотности $1,010 \text{ г/см}^3$. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому и хлоркальциевому типу. По кислотнo-щелочным свойствам при $\text{pH} < 7,83$ воды характеризуются как нейтральная. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, составляет $53,2 \text{ мг-экв/дм}^3$, что воды являются жесткими. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^{++}\text{K}^{+}$ - варьирует в диапазоне $1337,5\text{--}4517 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $2927,3 \text{ мг/дм}^3$; кальций Ca^{2+} - находится в диапазоне $55,1\text{--}1758 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляет $906,6 \text{ мг/дм}^3$; магний Mg^{2+} - варьируют в диапазоне $18,2\text{--}170 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $94,1$

мг/дм³; хлориды Cl⁻ - находится в диапазоне 5319-6245,9-мг/дм³, в среднем составляет 5782,5 мг/дм³; сульфаты SO₄²⁻ -варьируют в диапазоне 135,8-140 мг/дм³, в среднем составляя 137,9 мг/дм³; гидрокарбонатов HCO₃⁻ - находится в диапазоне 284,5-1276,1 мг/дм³, в среднем составляет 780,3 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Присутствует железо общий – 2,25 мг/дм³.

Проба воды из скважины 12 (интервал перфорации 470-473 м) отобрана с устья в 2012 году. Минерализация вод составляет 24,8 г/дм³, при плотности 1,017 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при pH<5,87 воды характеризуются как кислые. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 291,3 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткими. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий Na⁺+K⁺ составляет – 3712,9 мг/дм³; кальций Ca²⁺- 4609,2 мг/дм³; магний Mg²⁺ - 729,6 мг/дм³; хлориды Cl⁻ - 15295,3 мг/дм³; сульфаты SO₄²⁻ - 97,2 мг/дм³; гидрокарбонатов HCO₃⁻ – 400,8 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены.

Пробы воды отобранные из скважин 5, 7 и 12 не кондиционные, с примесью технической жидкости и в связи с этим, что данный анализ не отображает 100% действительные характеристики пластовой воды. По показателями физико-химических свойств, не является характерными для пластовых вод данного региона, поэтому признать как пластовые не представляется возможным.

Проба воды из скважины 110 отобрана с устья в 2022 году. Минерализация вод составляет 0,030 г/дм³, при плотности 0,998 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при pH<8,13 воды характеризуются как кислые. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 0,50 мг-экв/дм³, что вода является жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий Na⁺+K⁺ составляет – 1,6 мг/дм³; кальций Ca²⁺- 5 мг/дм³; магний Mg²⁺ - 3 мг/дм³; хлориды Cl⁻ - 20 мг/дм³; сульфаты SO₄²⁻ - отсутствует; гидрокарбонатов HCO₃⁻ - отсутствует. Присутствует железо общий – 0,05 мг/дм³.

Проба воды из скважины 112 отобрана с устья в 2022 году. Минерализация вод составляет 0,033 г/дм³, при плотности 0,999 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при pH<8,33 воды характеризуются как кислые. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 0,50 мг-экв/дм³, что вода является жесткая. По

результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^{++}\text{K}^{+}$ составляет – 3 мг/дм³; кальций Ca^{2+} – 5 мг/дм³; магний Mg^{2+} – 3 мг/дм³; хлориды Cl^{-} – 22 мг/дм³; сульфаты SO_4^{2-} – отсутствует; гидрокарбонатов HCO_3^{-} – отсутствует. Присутствует железо общий – 0,1 мг/дм³.

Пробы воды отобранные из скважин 110 и 112 не кондиционные, отобрана вместе с нефтью и в связи с этим, что данный анализ не отображает 100% действительные характеристики пластовой воды. По показателями физико-химических свойств, не является характерными для пластовых вод, поэтому признать как пластовые не представляется возможным.

Проба воды отобрана с ГУ в 2012 году. Минерализация вод составляет 28 г/дм³, при плотности 1,020 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотнo-щелочным свойствам при $\text{pH} < 6,54$ воды характеризуются как кислые. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 312,5 мг-экв/дм³, что вода является жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^{++}\text{K}^{+}$ составляет – 4089,4 мг/дм³; кальций Ca^{2+} – 4859,7 мг/дм³; магний Mg^{2+} – 834,5 мг/дм³; хлориды Cl^{-} – 16222,3 мг/дм³; сульфаты SO_4^{2-} – 14,8 мг/дм³; гидрокарбонатов HCO_3^{-} – 1890 мг/дм³. Присутствует железо общий – 116,7 мг/дм³. Проба не кондиционная, отобрана с примесью технической жидкости, что данный анализ по показателями физико-химических свойств проб не является характерными для пластовых вод, поэтому признать как пластовые не представляется возможным.

По данным результатов анализов, выполненных гидрохимической лабораторией НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» и лаборатории ТОО «Stratum CER» (Стратум Кэр), определено, что воды месторождения Долинное являются не пластовыми, а попутно-добываемыми с примесью технической жидкостью.

Содержание ионов и примесей в попутно-добытой воде и состав и физико-химические свойства проб воды месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 года приведен в таблице 2.5.1.1.

Таблица 2.5.1.1 Содержание ионов и примесей в попутно-добытой воде по состоянию на 01.01.2023г.

Содержание ионов, мг/дм ³ и примесей, г/дм ³	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
	Триасовый горизонт			
1	2	3	4	5
Cl ⁻	5	7	20-15295,3	6038
SO ₄ ⁻	5	7	97,2-559,7	222
HCO ₃ ⁻	5	7	284,5-1276,1	632,6
Ca ⁺⁺	5	7	5-4609,2	1372,2
Mg ⁺⁺	5	7	3-729,6	246,6
Na ⁺ + K ⁺	5	7	1,6-5550,9	2613,8
Общее содержание железа,	5	7	0,05-135	34,6
Тяжелые металлы: Барий	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-
Содержание: бора	-	-	-	-
йода	-	-	-	-
брома	-	-	-	-
Содержание:сероводорода	-	-	-	-
Содержание: Оксида кремний	-	-	-	-
Общая жесткость	5	7	0,5-291,3	89,2
Суммарная минерализация	5	7	0,03-24,8	10,9
Тип воды	5	7	ХК	ХК
Содержание мех.примесей, мг/дм ³	-	-	-	-
pH	5	7	5,87-8,33	7,21

2.5.2 Характеристика состояния подземных вод

Для характеристики современного состояния подземных вод месторождения Долинное были использованы результаты мониторинговых исследований, проведенных специалистами ТОО НИИ «Батысэкопроект» во 2 квартале 2023 года.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод проводились в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов ТОО «Емир-Ойл»». Точками отбора проб по изучению подземных вод являются места расположения наблюдательных скважин.

При проведении мониторинговых работ на месторождении Долинное выполнены следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, произведена прокачка скважин и отобраны пробы подземных вод, проведены лабораторные исследования проб и камеральные работы.

В соответствии с Программой отбор проб выполнен для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты:



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

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта. В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, основное внимание будет уделяться динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

В таблице 2.5.2.1 представлены результаты исследования качества подземных вод на месторождении Долинное во 2 квартале 2023 г.

Таблица 2.5.2.1 – Результаты химического анализа подземных вод на месторождении Долинное во 2 квартале 2023 г.

Наименование ЗВ	Концентрации ЗВ, мг/дм ³		
	Скважина №2	Скважина №3	Скважина №4
рН, ед.	7,41	7,25	7,89
Окисляемость перманганатная	15,0	31,12	25,29
Жесткость общая, мг-экв/дм ³	275,0	209,0	240,0
Сухой остаток	41510	29980	51875
НСО ₃ ⁻	545,8	259,2	334,4
Na ⁺ +K ⁺	14993	13154,6	19104
Ca	530	580	740
Mg	2690	2206	1654
SO ₄ ²⁻	1591,1	1238	2285,8
Cl ⁻	22168	22836	29224
Азот общий	0,028	0,023	0,020
NO ₂ ⁻	0,51	0,562	0,691
NO ₃ ⁻	0,67	1,56	0,37
NH ₄ ⁺	0,041	0,025	0,032
PO ₄ ³⁻	0,078	0,091	0,032
СПАВ	0,078	0,067	0,089
Нефтепродукты	0,024	0,031	0,025
БПК ₅ , мгО/дм ³	33,3	49,9	69,2
ХПК, мгО/дм ³	81,6	67,2	93,4
Взвешенные вещества	28,0	23,2	19,6
Фенолы	<0,0006	<0,0006	<0,0006
Fe общее	0,056	0,22	0,089
Медь (Cu)	0,034	0,042	0,056
Кадмий (Cd)	<0,0002	<0,0002	<0,0002
Свинец (Pb)	<0,004	<0,004	<0,004
Цинк (Zn)	0,075	0,068	0,045
Никель (Ni)	0,019	0,028	0,034
Кобальт (Co)	<0,002	<0,002	<0,002
Марганец (Mn)	0,067	0,23	0,072

Анализ результатов мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на месторождении Долинное во 2 квартале 2023 года показал следующее:

- Подземные воды на территории месторождения классифицируются как рассолы с высоким содержанием сухого остатка. Химический состав подземных вод по большинству скважин хлоридный натриевый, воды по величине рН изменяются от нейтральных до слабощелочных. По причине высокой минерализации данные воды не относятся к источникам питьевого водоснабжения. Повышенная минерализация подземных вод обусловлена природными факторами.
- В пробах подземных вод из мониторинговых скважин резких различий в содержании определяемых компонентов нет. В целом содержание большинства контролируемых показателей соотносятся с результатами, полученными в предыдущий период наблюдений, с незначительным увеличением концентраций по ряду параметров, обусловленными, по-видимому, сезонными колебаниями.

- Содержания биогенных элементов аммония, нитратов, нитритов по большинству скважин остаются довольно стабильными и не подвержены резким колебаниям.
- Тяжелые металлы зафиксированы в количестве минимальном или не превышающем пределы обнаружения.

В целом, по результатам наблюдений подземных вод, проведенных во 2 квартале 2023 года, можно отметить довольно удовлетворительное состояние подземных вод на месторождении Долинное.

Экологическая служба ТОО «Емир-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.

2.5.3 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения 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 химических реагентов 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 нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Предполагаемыми источниками негативного воздействия на подземные воды (как непосредственного загрязнения, так и загрязнение почв с последующей инфильтрацией стоков с атмосферными осадками до уровня подземных вод) являются:

- скважины, нарушающие целостность геологической среды и как следствие:
 - ✓ поступление нефти и минерализованных вод в подземные водоносные горизонты через плохо изолированные буровые скважины по затрубному пространству;
 - ✓ аварийных разливов во время испытания скважин, в результате разлива топлива и отработанных масел.
- оборудование, принимающее участие при строительстве и испытании скважин (строительная техника и транспорт, складские помещения, химические реагенты, используемые для приготовления бурового раствора, сточные воды,

образующиеся при бурении и функционировании хозяйственных блоков, отработанный буровой раствор, ГСМ и т.д.) в следствие:

- ✓ неправильного хранения химических реагентов и т.д.
- ✓ аварийного разлива нефти на поверхности земли;

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 будут 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 участке не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

В связи с тем, что реализация проектных решений по разработке месторождения, предполагается бурение новых скважин, в рабочем проекте на строительство скважин должны быть приняты технические решения, которые гарантируют безопасное проведение всех необходимых нефтяных операций и исключают возможность проникновения по затрубному пространству скважины нефтяных и газоконденсатных флюидов и загрязнения вышележащих горизонтов.

Все скважины оборудуются специальными устройствами и цементируются до устья, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях выработок. Тип бурового раствора и его параметры по интервалам бурения должны быть подобраны, исходя из горно-геологических условий бурения с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе по замкнутому циклу. Площадка под агрегатно-высечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специально-обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения разлива площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом, уклоном в сторону специальной емкости. Перед проведением работ по испытанию скважин на продуктивность, устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой.

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 разработке месторождения Долинное при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый на рассматриваемой территории, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние эксплуатации месторождения 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 подземные воды на месторождении Долинное присваивается средняя (9-27) – изменения превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

2.5.4 Обоснование мероприятий 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.

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Долинное рекомендуется проведение следующих 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;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;

- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;
- предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противοфилтpационных экранов и завес;
- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;

- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- устранение межпластовых перетоков глубинных флюидов вдоль ствола скважины;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- принимать меры к внедрению водосберегающих технологий, прогрессивной техники полива, оборотных и повторных систем водоснабжения;
- применять конструкцию скважины для предотвращения межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважин;
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;
- установка автоматических отсекаателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;
- предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

2.5.5 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

В целях определения влияния разработки месторождения Долинное 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 месторождении Долинное ТОО «Емир-Ойл» проводятся 1 раз в квартал в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов ТОО «Емир-Ойл»».

Точками отбора проб по изучению подземных вод являются места расположения наблюдательных скважин.

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

В соответствии с Программой отбор проб выполняется для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты:

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

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.

В рамках проведения мониторинга подземных вод в районе месторождения Долинное ТОО «Емир-Ойл» рекомендуется продолжить исследование состояния подземных вод в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования подземных вод, в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе подземных вод.

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.

2.6 Определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ

Сброс сточных вод в водные объекты, на рельеф местности или в пруды-накопители проектными решениями не предусматривается. Следовательно, определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ не предполагается. Все сточные воды передаются специализированным подрядным организациям.

2.7 Расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, в целях заполнения декларации о воздействии

Сброс сточных вод в водные объекты, на рельеф местности или в пруды-накопители проектными решениями не предусматривается. Следовательно, расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, в целях заполнения декларации о воздействии не предполагается

3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

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

Впервые оперативные запасы, оцененные по результатам бурения и опробования скважины 1, были утверждены ЦКЗ ГХК «Мунайгаз» (протокол № 6 от 14 марта 1995 года, г. Алматы).

В 2005 году был выполнен оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.06.2005 г. Запасы нефти и растворенного газа были приняты ГКЗ РК, (протокол № 521-06-Т от 17.08.2006 г.) и учтены в Государственном балансе полезных ископаемых РК.

В 2011 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное по состоянию изученности на 02.01.2011 г.» (Протокол ГКЗ РК № 1042-11-У от 17 марта 2011 г.).

В 2021 году АО «НИПИнефтегаз» выполнил отчет «Совместный пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное и Есен Мангистауской области Республики Казахстан, по состоянию изученности на 02.01.2021 г.».

Постановлением Государственной Комиссией по запасам полезных ископаемых (Протокол № 2374-21-У от 24 ноября 2021 г.) принято решение объединить месторождения Долинное и Есен в единое месторождение, и в дальнейшем называть его месторождение Долинное.

26 декабря 2022 года ТОО «Емир-Ойл» обратился в Министерство энергетики РК с просьбой объединения двух Контрактов на добычу: №3735-УВС от 09.09.2011г. на месторождении Долинное и УВС №4784-УВС М от 05.01.2020 г. на месторождении Есен, путем заключения дополнения к вышеуказанным контрактам с переходом на условия типового контракта в новой редакции на добычу УВС на месторождении Долинное.

На данное письмо был получен ответ за № ЗТ-2022-02909139 от 17.01.2023 г. о невозможности рассмотрения данного вопроса по объединению Контрактов.

Вышеуказанное обстоятельство обязало недропользователя вести разработку месторождений Долинное и Есен по разным контрактам, в связи с этим появилась необходимость в пересчете запасов нефти непосредственно месторождения Долинное. АО «НИПИнефтегаз» в 2023 г. выполнил отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное по состоянию изученности на 02.01.2023 г. И в настоящей работе приводится информация по запасам месторождения Долинное в границах

Контрактной территории, согласно утвержденным в 2023 г. запасам (Протокол 2589-23-У от 06.09.2023 г.).

Далее, в таблице 3.1.1 приведены начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа месторождения Долинное по состоянию изученности на 02.01.2023 года.

Таблица 3.1.1 - Подсчёт начальных запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Долинное

Гори- зонт	Блок	Зона насы- щения	Кате- гория запа- сов	Площ. нефте- нон., тыс.м ²	Средне- взвешен. нефте- насыщ. толщ., м	Объем нефте- насыщ. пород тыс.м3	Порис- тость, д. ед.	Нефте- насы- щен- ность, д. ед.	Плот- ность нефти, т/м3	Пере- счёт- ный коэф., д. ед.	Геолог. запасы нефти тыс.т	КИН д. ед.	Извлеч. запасы нефти тыс.т	Газо- содер- жание, м ³ /т	КИРГ д. ед.	Нач. запасы раств. газа,	
																геол.	извл.
																млн.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Т2А-П	I	НЗ	В	675	8,9	6013	0,13	0,89	0,803	0,655	366	0,222	81	205,8	0,821	75,3	61,8
		ВНЗ	В	206	8,2	1685	0,12	0,84	0,803	0,655	89	0,222	20	205,8	0,821	18,3	15,0
		НЗ	С1	812	8,6	7022	0,12	0,88	0,803	0,655	390	0,222	87	205,8	0,821	80,2	65,8
		ВНЗ	С1	183	4,4	813	0,10	0,77	0,803	0,655	33	0,222	7	205,8	0,821	6,8	5,6
		Всего	В	881		7698					455		101			93,6	76,8
			С1	995		7835					423		94			87,0	71,4
			В+С1	1876		15533					878		195			180,6	148,3
	II	НЗ	С2	1628	5,0	8140	0,11	0,85	0,812	0,766	473	0,164	78	116,6	0,729	55,2	40,2
		ВНЗ	С2	354	4,8	1699	0,12	0,79	0,812	0,766	100	0,164	16	116,6	0,729	11,7	8,5
			С2	1982		9839					573		92			66,9	48,8
	III	НЗ	С1	62	6,9	430	0,11	0,77	0,803	0,655	19	0,222	4	205,8	0,821	3,9	3,2
		ВНЗ	С1	109	2,4	267	0,12	0,75	0,803	0,655	13	0,222	3	205,8	0,821	2,7	2,2
		Всего	С1	171		697					32		7			6,6	5,4
	Итого		В	881		7698					455		101			93,6	76,8
			С1	1166		8532					455		101			93,6	76,8
			В+С1	2047		16230					910		202			187,2	153,6
			С2	1982		9839					573		94			66,9	48,8
Т2Б	I	НЗ	В	1205	35,9	43242	0,11	0,89	0,803	0,655	2227	0,222	494	205,8	0,821	458,2	376,2
		ВНЗ	В	131	40,5	5309	0,13	0,84	0,803	0,655	305	0,222	68	205,8	0,821	62,8	51,6
		НЗ	С1	652	34,0	22194	0,11	0,85	0,803	0,655	1091	0,222	242	205,8	0,821	224,5	184,3
		ВНЗ	С1	500	23,1	11573	0,12	0,83	0,803	0,655	606	0,222	135	205,8	0,821	124,7	102,4
		НЗ	С2	15	26,0	390	0,12	0,83	0,803	0,655	20	0,167	3	205,8	0,821	4,1	3,4
		ВНЗ	С2	339	12,5	4226	0,12	0,81	0,803	0,655	216	0,167	36	205,8	0,821	44,4	36,5
		Всего	В	1336		48551					2532		562			521,0	427,8
			С1	1152		33767					1697		377			349,2	286,7
			В+С1	2488		82318					4229		939			870,2	714,4
			С2	354		4616					236		39			48,5	39,8



Продолжение таблицы 3.1.1

Продолжение таблицы 5.11																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Т2Б	II	НЗ	C1	1643	24,2	39761	0,10	0,89	0,812	0,766	2201	0,219	482	116,6	0,729	256,6	187,1
		ВНЗ	C1	344	26,0	8944	0,11	0,85	0,812	0,766	520	0,219	114	116,6	0,729	60,6	44,2
		Всего	C1	1987		48705					2721		596			317,2	231,2
	III	ВНЗ	C1	266	8,6	2300	0,10	0,81	0,803	0,655	98	0,222	22	205,8	0,821	20,2	16,6
		Всего	C1	266		2300					98		22			20,2	16,6
	Итого		B	1336		48551					2532		562			521,0	427,7
			C1	3405		84772					4516		995			686,6	534,5
			B+C1	4741		133323					7048		1557			1207,6	962,3
			C2	354		4616					236		39			48,5	39,8
Т2В	I	НЗ	B	791	4,0	3198	0,12	0,69	0,803	0,655	139	0,222	31	205,8	0,821	28,6	23,5
		ВНЗ	B	106	3,0	317	0,10	0,56	0,803	0,655	9	0,222	2	205,8	0,821	1,9	1,6
		НЗ	C1	786	4,3	3365	0,10	0,53	0,803	0,655	94	0,222	21	205,8	0,821	19,3	15,8
		ВНЗ	C1	172	2,1	364	0,08	0,52	0,803	0,655	8	0,222	2	205,8	0,821	1,6	1,3
		Итого	B	897		3515					148		33			30,5	25,0
			C1	958		3729					102		23			20,9	17,2
			B+C1	1855		7244					250		56			51,4	42,2
	II	НЗ	C2	232	2,0	464	0,08	0,78	0,812	0,766	18	0,164	3	116,6	0,729	2,1	1,5
		ВНЗ	C2	220	1,8	396	0,08	0,73	0,812	0,766	14	0,164	2	116,6	0,729	1,6	1,2
		Всего	C2	452		860					32		5			3,7	2,7
	Итого		B	897		3515					148		33			30,5	25,0
			C1	958		3729					102		23			20,9	17,2
			B+C1	1855		7244					250		56			51,4	42,2
			C2	452		860					32		5			3,7	2,7
Всего по месторождению			B			59764					3135		696			645,1	529,6
			C1			97033					5073		1119			801,1	628,5
			B+C1			156797					8208	0,221	1815			1446,2	1158,1
			C2			15314					841		138			119,1	91,3
В том числе	по блоку I		B			59764					3135		696			645,1	529,6
			C1			45331					2222		494			457,1	375,3
			B+C1			105095					5357		1190			1102,2	904,9
			C2			4616					236		39			48,5	39,8
	по блоку II		C1			48705					2721		596			317,2	231,2
			C2			10698					605		99			70,6	51,5
	по блоку III		C1			2997					130		29			26,8	22,0



3.2. Потребность объекта в минеральных и сырьевых ресурсах в период строительства и эксплуатации (виды, объемы, источники получения)

Необходимость в изъятии земельных ресурсов, почвы, полезных ископаемых, растительности при реализации намечаемой деятельности *отсутствует*.

Обеспечение минеральными и сырьевыми ресурсами:

- Технологическое и энергетическое топливо – попутно-нефтяной газ.
- Электроэнергия – ЛЭП, дизельные генераторы.
- Тепло – котельные установки.
- Вода – привозная по договору.

Источниками водоснабжения являются:

- техническая вода, получаемая по договору;
- питьевая (пресная) вода, получаемая по договору;
- бутилированная вода питьевого качества, получаемая по договору.

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

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

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, уронебезопродность,

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.

В период разработки 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, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.
- загрязнением недр и окружающей природной среды в результате внутрипластовых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на дневную поверхность;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунта зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений, прокладываемых при строительстве скважин;
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин.

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);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, 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;

- при бурении скважин в условиях поглощения запрещается попадание растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающиеся смеси, различные устройства и технологические процессы, такие, как бурение с использованием азрированных растворов, пен и так далее;
- 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 над 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 разведочные (а впоследствии добывающие) 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.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду при разработке нефтегазовых месторождений относятся: неплотности сальников устьевой арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химреагенты, пластовая вода, промышленные отходы.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

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

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² 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) – сильная (4) – 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).

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.

3.4. Обоснование природоохранных мероприятий по регулированию водного режима и использованию нарушенных территорий

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

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;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;
- 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, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- 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.

3.5. Характеристика используемых месторождений (запасы полезных ископаемых, их геологические особенности и другое)

3.5.1 Характеристика геологического строения

На месторождении Долинное отложения от четвертичных до триасовых вскрыты на максимальную глубину 3890 м в скважине Д6.

Мезозойская группа (Mz)

Триасовая система – Т

Триасовая система включает отложения нижнего, среднего и верхнего отделов.

Нижний отдел – Т₁

Отложения нижнего триаса вскрыты в 8 скважинах и расчленяется на три части. В нижней части – песчаники и аргиллиты. Песчаники красные, буровато-коричневые, полимиктовые, кварцево-полевошпатовые, с гравелитами и галькой, с включениями туфогенного материала. Аргиллиты буровато-коричневые, тонкодисперсные, трещиноватые, оскольчатые, с зеркалами скольжения, слабо карбонатные. В средней части – аргиллиты буровато-коричневые, с тонкими прослоями оолитовых доломитов. В верхней части – туфогенные песчаники, доломиты и известняки с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, зеленые, полимиктовые, кварцево-полевошпатовые, с гравелитами и галькой, с включениями туфогенного материала. Доломиты серые, коричневатые, оолитовые, твердые. Известняки светло-серые, коричневые, твердые, трещиноватые, скрытокристаллические. Аргиллиты серые, зеленые, тонкодисперсные, трещиноватые. Алевролиты серые, зеленые.

Максимальная вскрытая толщина нижнего триаса 224 м в скважине Д6.

Средний отдел - Т₂

В разрезе среднего триаса на месторождении Долинное выделяются две толщи: нижняя – вулканогенно-карбонатная и верхняя – вулканогенно-терригенная.

Вулканогенно-карбонатная толща, в свою очередь, делится на три пачки, отличающиеся литологическим составом – вулканогенно-доломитовую, карбонатно-вулканогенную и вулканогенно-известняковую.

Отложения вулканогенно-доломитовой пачки представлены преимущественно кремовыми и светло-коричневыми известняками, доломитами и переходными разностями, пелитоморфными, сгустковыми, комковатыми, оолитово-комковатыми, оолитово-обломочными.

Отложения карбонатно-вулканогенной пачки представлены переслаиванием туфов, известняков пелитоморфных и микрозернистых, доломитов пелитоморфных, сгустковых, оолитово-комковатых.

Отложения вулканогенно-известняковой пачки представлены, преимущественно, черными пелитоморфными известняками. В верхней части пачки имеются многочисленные прослои светло-серых и коричневых разностей полидетритовых известняков, зачастую кавернозных. В нижней части пачки – преобладают черные известняки с многочисленными прослоями туфогенных пород. В породах этой части разреза отмечено наличие разнонаправленных трещин.

С отложениями вулканогенно-карбонатной толщи на месторождении Долинное связаны нефтяные залежи Т₂А-II, Т₂Б, Т₂В.

Вулканогенно-терригенная толща сложена, в основном, алевролитами, песчаниками, аргиллитами, туфоаргиллитами, туфопесчаниками. Алевролиты серые, темно-серые, карбонатные. Песчаники серые, светло-серые, мелко-, среднезернистые, с прослоями алевролитов и туфопесчаников. Аргиллиты темно-серые, плотные, алевроитистые, трещиноватые, с рыбной чешуей, с обилием обугленного растительного детрита. Туфоаргиллиты зеленые и бурые, черные, крепкие, плотные, трещиноватые, пятнистые. Туфопесчаники зеленые, бурые, средне-, крупнозернистые, крепкие, плотные, трещиноватые, сильно слюдистые. Трещины в породах заполнены битумом.

Среднетриасовые отложения содержат комплексы руководящих форм *пелеципод* - *Unionites lettuce*, *Unionites munstezi*; *остракод* - *Triassinella gubkini*, *Cytherezissinella aliena*, *Lutkevichiella bzuttanae*, *Pulviella azalsozica*; *харафит* - *Stenochaza donetziana*, *Stellatochaza hoelvicensis*; *миоспор* - *Lycopodiacites keuppezi* *Duplexispozites dyzatus*.

Толщина среднетриасовых отложений 509-667 м.

Верхний отдел - Т₃

Отложения верхнего триаса с размывом залегают на породах среднего триаса и представлены, в основном, аргиллитами, алевролитами, песчаниками, обогащенные вулканогенным материалом. Аргиллиты серые, темно-серые, черные, тонкослоистые, алевроитистые с обилием обугленного растительного детрита. Песчаники серые, темно-серые, разномзернистые, крепкие, полимиктовые.

Алевролиты серые, темно-серые, с многочисленными отпечатками обломков и целых раковин пелеципод.

Вулканогенные породы слагают нижнюю часть разреза и представлены туфопесчаниками, туфами, туфоалевролитами, туфоаргиллитами. Туфопесчаники темно-

серые, крупнозернистые, крепкие, плотные, с редкими включениями растительного детрита. Туфы зеленовато-серые, плотные, трещиноватые. Туфоалевролиты темно-серые, глинистые, крепкие, с прослоями угля. Туфоаргиллиты зеленовато-серые, черные, комковатые, алевроитистые.

Руководящие фораминиферы - *Pzeteonina asper* Lied., *Placopsilina lasea* Trif., *Ammobaculifera sthenozus* Tapp., *Veznecuilinoides contortus* Lied, и др.

Толщина верхнетриасовых отложений изменяется от 274-436 м.

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел - J₁

Отложения нижнего отдела с размывом залегают на породах верхнего триаса, представлены чередованием глин, песчаников, алевролитов с преобладанием песчаников. Глины серые, темно-серые, алевроитистые, песчаные, твердые. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, плотные, крепкие, кварцевые. Алевролиты серые, твердые.

Толщина нижней юры от 97-123 м.

Средний отдел - J₂

В разрезе средней юры выделяются ааленский, байосский, батский и келловейский ярусы.

Ааленский ярус - J_{2a}

Отложения ааленского яруса характеризуются чередованием песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов. Песчаники серые, зеленовато-серые, бурые, мелко-, средне- и крупнозернистые, с прослоями глин и алевролитов, с обильными растительными остатками. Алевролиты серые, темно-серые, твердые, крепкие. Глины серые, темно-серые, аргиллитоподобные, с обилием обугленной растительной органики. Аргиллиты светло-серые, серые, коричневатые, твердые, полуплитчатые.

Для отложений ааленского яруса характерным является большое разнообразие спор папоротникообразных и голосеменных: *Coniopteris*, *Licopodiin*, *Phleboptezis*, *Dictyophyllum* и также *Ginkdocadophytus*, *Arancariacae*, *Cupzessaceae*, *Nilsonia* и др. Толщина ааленского яруса 152-186 м.

Байосский ярус - J_{2b}

Отложения байосского яруса характеризуются чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, изредка с прослоями мергелей. Песчаники серые, светло-серые, желтовато-серые, мелко-, среднезернистые, твердые, глинисто-алевровитовые, переходящие в

алевролит, многочисленной флорой и фауной. Алевролиты темно-серые, буровато-серые, плотные и крепкие. Аргиллиты светло-серые, темно-серые, твердые, песчанистые, алевроитистые.

В байосских отложениях определена флора *Silaginellites*, *Eguisetites*, *Podozamites* и ассоциация фораминифер: *Lenticulina mizonovi* Dain., *L. pzotzacta* Born., *L. dainae* Kosyr., *L. bekensi* Asbel и др. Толщина байосского яруса 298-372 м.

Батский ярус - J₂bt

Батский ярус сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Песчаники серые, зеленовато-серые, кварцево-полевошпатовые, мелко-, среднезернистые, с обильными растительными остатками. Алевролиты темно-серые, буровато-серые, плотные и крепкие. Глины серые, темно-серые, буровато-серые, оскольчатые, песчанистые.

В более глубоководных отложениях батского и келловейского ярусов обнаружены макрофаунистические остатки *Lucina* cf, *Balkhanensis* Sibir., *Meleagzinella* aff. *Echinata* Smith., *Corbula involuta* Gold, *Modiola gibbosa* Sow. и аммониты *Cosmocezas* cf *Jason* Rein.

Толщина батского яруса составляет 145-177 м.

Келловейский ярус – J₂k

Разрез келловейского яруса представлен глинистыми и песчано-алевроитовыми породами и по литологическим особенностям подразделяется на три пачки.

Нижняя пачка представлена глинистыми породами с тонкими прослоями песчано-алевроитовых пород, средняя - песчаниками и алевролитами с прослоями глин и верхняя – глинистая с прослоями мергелей. Глины – зеленовато-серые, темно-серые, иногда буроватые. Песчаники и алевролиты серые, темно-серые. Мергели мелкозернистые.

Толщина келловейских отложений составляет 82-144 м.

Верхний отдел- J₃

В разрезе верхней юры выделяются два яруса: оксфордский и кимеридж-титонский.

Оксфордский ярус - J₃o

Разрез оксфордского яруса сложен глинами с прослоями мергелей. Глины серые, темно-серые, плотные, мергелистые. Мергели серые, зеленовато-серые, крепкие.

Толщина оксфордского яруса 260-292 м.

Кимеридж-титонский ярус - J₃km+tt

Отложения кимеридж-титонского яруса представлены известняками. Известняки темно-серые, крепкие, массивные, мелкокристаллические, органогенно-обломочные, доломитизированные, с прослоями мергелей и песчанистых глин.

Толщина кимеридж-титонского яруса 88-97 м.

Меловая система – К

Отложения мела представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел - К₁

Разрез нижнего мела представлен породами неокомского надъяруса, аптского и альбского ярусами.

Неокомский надъярус - К_{1nc}

Породы неокома с несогласием залегают на юрских отложениях. В нижней части разрез сложен известняками, песчаниками и глинами. Известняки органогенно-обломочные, песчанистые. Песчаники грубозернистые. Глины зеленовато-серые, плотные, карбонатные. Средняя часть разрез сложен известняками с прослоями мергелей зеленовато-серых, плотных, песчанистых. Верхняя часть разреза состоит из аргиллитов, глин, песчаников и алевролитов. Аргиллиты зеленые, буровато-зеленые, комковатые.

Глины темно-серые, плотные. Песчаники пестроцветные мелко-, средне- и разномзернистые. Алевролиты крупнозернистые, плотные. Известняки тонко-, микрозернистые. Доломиты тонкозернистые. Глины темно-серые. Мергели тонкослоистые, с обломками раковин.

Толщина неокомского надъяруса 235-284 м.

Аптский ярус - К_{1a}

Аптский ярус характеризуется неравномерным переслаиванием глинистых пачек с прослоями песчаников. Глины темно-серые, черные, жирные на ощупь. В основании залегает пласт крупнозернистого песчаника (толщиной 3-5 м) с включениями гравелитов, гальки, фосфоритов, обломков крупной фауны пелеципод.

Толщина аптского яруса 79-130 м.

Альбский ярус-К_{1al}

Альбский ярус сложен песчаниками и глинами с прослоями алевролитов. Песчаники зеленовато-серые, темно-серые, мелко-, среднезернистые, полимиктовые. Глины темно-серые, алевролитистые, слабо карбонатные, тонкослоистые, плотные. Алевролиты темно-серые, плотные. Толщина альбского яруса составляет 565-611 м.

Верхний отдел - К₂

Представлен нерасчлененными отложениями сеноманского и сенон-туронского возраста.

Сеноманский ярус представлен песчано-глинистыми породами. Песчаники темно-серые, рыхлые, содержат обильную фауну, рыбные остатки. Глины темно-серые, почти черные, песчанистые, с необломками и отпечатками морских раковин.



Сенон-туронский ярус представлен карбонатными отложениями: известняками, мергелями и псччим мелом. Известняки светло-серые, глинистые, крепкие, песчанистые. Мергели мелоподобные и глинистые. Мел белый псчий, местами рыхлый, с включениями мелких конкреций пирита, отпечатков морских ежей. Толщина верхнего мела 346-401 м.

Кайнозойская группа (Kz)

Палеогеновая система - Р

Отложения палеогена с размывом залегают на породах верхнего мела. В нижней части разреза – глины зеленовато-серые, с прослоями плотных известняков и мергелей, в средней части разреза – глины белые мелоподобные, светло-коричневые, обогащенные рыбными остатками, в верхней части разреза – толща глин серовато-зеленые, буровато-серые, сланцеватые, некарбонатные песчанистые.

Толщина палеогеновых отложений 228 - 425 м.

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения представлены однообразным комплексом пород. В основном это суглинки, супеси, разнoзернистые пески, желтовато-серые, серые, песчанистые глины. Толщина четвертичных отложений достигает 15 м.

3.5.2 Тектоническая характеристика

В тектоническом отношении месторождение Долинное входит в состав двух тектонических элементов II порядка: Сегендымысской тектонической ступени и Карагиинской седловины, входящих в свою очередь в Южно-Мангышлакско-Устюртскую систему прогибов. (Рисунок 3.5.2.1).

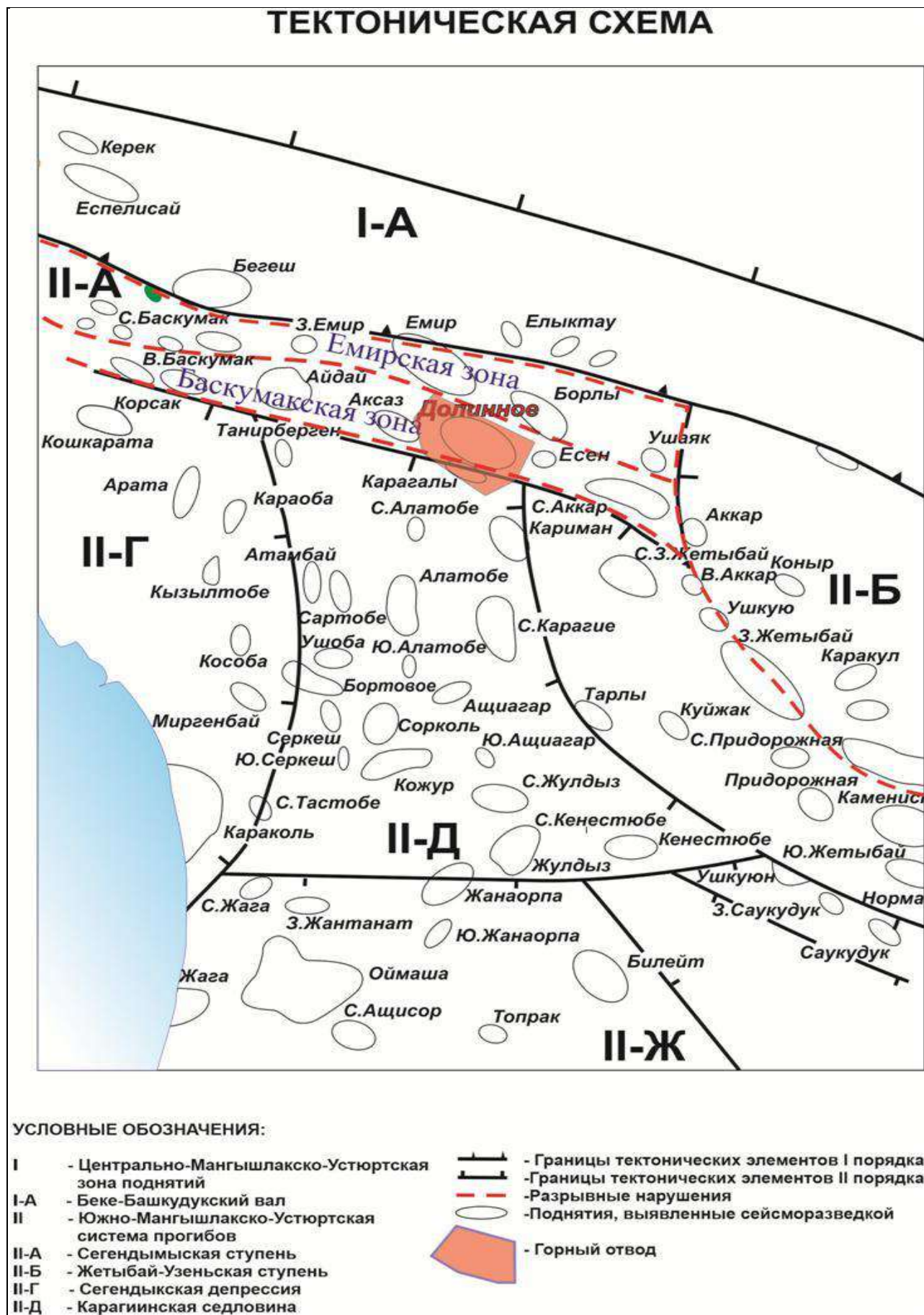


Рисунок 3.5.2.1 – Тектоническая схема

В пределах Сегендымысской ступени выделяются три зоны: Емирская, Баскумакская и Сауринская, которые ступенчато погружаются в южном и западном направлениях.

Наиболее крупной из них является Баскумакская зона - тектонический элемент III порядка, представленная протяженным Баскумакским валом северо-западного простирания, в восточной части которого располагается структура Долинное.

Восточное окончание вала на севере через Северо-Баскумакский разлом амплитудой 50 м (в районе поднятия Есен) сочленяется с Емирской зоной, на западе Емирская зона по Западно-Емирскому разлому амплитудой порядка 100-150 м граничит с Сауринской зоной.

Южная граница вала проходит по малоамплитудному Южно-Баскумакскому разлому, по которому Баскумакский вал сочленяется на юго-востоке с Карагиинской седловиной и юго-западе с северным бортом Сегендыкской депрессии.

Осевая часть Баскумакского вала представляет собой узкий горст, ограниченный с юга и севера тектоническими нарушениями, к которому с запада на восток приурочены локальные структуры Аксаз, Долинное, полусвод Есен и обширная полуантиклиналь Сев. Аккар, не входящая в контрактную территорию ТОО «Емир-Ойл».

Строение структуры Долинное сложное и тектоническими нарушениями разбито на отдельные блоки, принятые в данном подсчете запасов: так к блоку I, относится собственно поднятие Долинное, ограниченное нарушениями F_4^2 и F_4 . К блоку II относится часть восточного блока, приуроченного к структурному «носу» Есен и отделенная от поднятия Долинное тектоническим нарушением F_4^2 , и от месторождения Есен тектоническим нарушением f_8^2 , проведенным нами условно, с целью разделения месторождений, согласно Контрактам на добычу, и к блоку III относится южная часть примыкающая к тектоническому нарушению f_4 , в пределах которой пробурен боковой ствол скважины Д6 – Д6БС1.

На структурной карте по V_2^{IV} отражающему горизонту, поднятие Долинное представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного – юго-восточного простирания, ограниченную с юга и севера, протяженными тектоническими нарушениями F_4 и F_4^2 того же простирания.

Западная периклиналь осложнена нарушениями f_{13} практически субширотного простирания и f_{13}^7 юго-западного - северо-восточного направления.

Северо-западное крыло осложнено нарушениями: f_{13}^1 и f_{13}^3 , направление которых совпадает с направлением поднятия, а нарушение f_{13}^2 - юго-запад – северо-восточного направления. Южное крыло – осложнено нарушениями f_{13}^6 и f_{13}^4 юго-запад – северо-восточного направления и f_{13}^6 направление, совпадающее с направлением складки. Амплитуда нарушений изменяется от 5 до 50 м.



Размеры поднятия в контуре изогипсы минус 3990 м составляют 4,4 x 1,5 км при амплитуде 310 м.

Ранее пробуренные на месторождении Долинное скважины (Д2, Д110 и Д112) на данной карте расположены в сводовой части, а скважины Д3, Д7 - на южном крыле.

Восточная периклиналь структуры Долинное ограничивается дугообразным тектоническим нарушением F_4^2 , примыкающим с юга к нарушению F_4 северо-западного – юго-восточного простирания, в пределах этого участка пробурена скважина Д6, которая находилась в эксплуатации до 2011 г., после чего было принято решение увеличить производительность скважины, из-за чего был пробурен боковой ствол в сложных горно-геологических условиях.

Вскрытые разрезы бокового и вертикального ствола отличаются друг от друга.

В процессе бурения плоскость сброса F_4 была подсечена боковым стволом (скважина Д6БС1), который оказался в южном опущенном блоке (блок III). Южный блок представляет структуру примыкания к тектоническим нарушениям F_4 и F_4^1 , которые одновременно является его северной границей. Восточная часть блока осложнена в большей степени тектоническими нарушениями, чем западная. Размеры блока по изогипсе минус 3990 м составляют 5,9 x 1,9 км при амплитуде порядка 180 м.

Нарушение F_4^2 разделяет два тектонических элемента - восточную периклиналь поднятия Долинное и западное окончание структурного «носа» Есен.

В северной части структурного «носа» протрассировано дугообразное тектоническое нарушение f_{10} , с амплитудой около 25 м запад-северо-восточного простирания, осложняющее его северную часть. Также в восточной части контрактной территории нами протрассировано на север тектоническое нарушение f_8^2 , которое является границей залежей II блока месторождения Долинное.

Структурные планы по отражающим горизонтам в среднем триасе имеют унаследованный характер.

На структурной карте по V_2^{II} отражающему горизонту, как и на предыдущей карте, структура Долинное представляет собой узкую брахиантиклинальную складку северо-западного - юго-восточного простирания, круто погружающуюся в северо-западном направлении.

Структура осложнена аналогичными нарушениями, как и на карте по горизонту V_2^{IV} , амплитуды этих нарушений, приводимые на двух описанных картах, практически не отличаются друг от друга.



Размеры поднятия в контуре изогипсы минус 3550 м составляют 2,4 x 1,2 км при амплитуде 110 м.

В районе юго-восточного окончания структуры Долинное пробурена скважина Д6, боковой ствол (скважина Д6БС1) находится в блоке III. Южный блок на карте горизонта V_2^{II} ограничен аналогичными нарушениями карты горизонта V_2^{IV} . Размеры блока по изогипсе минус 3770 м составляют 5,7 x 1,8 км с амплитудой до 180 м.

3.5.3 Нефтегазоносность

Месторождение Долинное расположено в нефтегазоносном районе, где установлена продуктивность триасовых отложений (в непосредственной близости открыты месторождения Северный Аккар, Кариман, Емир, Алатобе, Атамбай).

Промышленная нефтеносность месторождения Долинное связана с отложениями среднего триаса, который разделяется в свою очередь на вулканогенно-аргиллитовую толщу и вулканогенно-карбонатную. Вулканогенно-аргиллитовая толща является региональной покрывкой для продуктивных вулканогенно-карбонатных отложений. В пределах вулканогенно-карбонатной толщи установлены продуктивные горизонты T_2A-II , T_2B и T_2B с которыми связаны нефтяные залежи.

Месторождение Долинное разбито тектоническими нарушениями на три блока. В пределах блока I расположен основной участок Долинное, где сосредоточены основные запасы углеводородов. Блок II включает в себя часть восточного блока, в пределах которого расположено месторождение Есен. В настоящей работе в пределах блока II проводится тектоническое нарушение, разделяющее два месторождения. И южный блок III, в пределах которого пробурен боковой ствол скважины Д6 – Д6БС1, вертикальный ствол которой находится в блоке I.

Горизонт T_2A-II .

Нефтяная залежь горизонта T_2A-II установлена по материалам ГИС во всех пробуренных скважинах. Залежь установлена во всех блоках.

Блок I. Залежь вскрыта всеми пробуренными скважинами. Нефтяная залежь установлена на основании опробования скважин Д1, Д2, Д6.

Во всех опробованных скважинах получены промышленные притоки нефти. Самая низкая отметка получения притока нефти дебитом 29 м³/сут на 8 мм штуцере зафиксирована в скважине Д7 на абсолютной отметке -3596,6 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора, по результатам интерпретации ГИС, находится на отметке -3600,9 м.

Максимальный дебит нефти 81 м³/сут на 8 мм штуцере отмечен в скважине Д1.



В скважине Д6 при опробовании интервалов 3481,5-3483,5, 3485,2-3487,6, 3490,4-3493,3, 3505-4-3507 м (-3536,6 -3538,6, -3540,3 -3542,7, -3545,5 -3548,4, -3560,1 -3562,1 м) получен приток нефти дебитом 9 м³/сут на 8 мм штуцере.

В скважине Д2 на 8 мм штуцере получен приток безводной нефти дебитом 31 м³/сут.

Водонасыщенная часть залежи пробуренными скважинами не вскрыта.

Водонефтяной контакт принят условно на отметке **-3601 м** по подошве нижнего пласта-коллектора, вскрытого скважиной 7.

Залежь продуктивного горизонта Т₂А-II в блоке I по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры ее составляют 3,4х1,3 км, высота порядка 77,2 м. Площадь нефтеносности составляет 1876 тыс. м².

Блок II. В скважинах, пробуренных в данном блоке, нефтенасыщенные пласты вскрыты в скважинах Д5 и Д12БС1.

В скважине Д12БС1 при опробовании интервалов 3692-3697, 3698,5-3703,5 (-3614,9-3617,6, -3618,3-3621 м) приток не получен. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на отметке -3636,6 м. Водонасыщенные коллектора не вскрыты.

В скважине Д5 по материалам интерпретации ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы. Подошва самого нижнего пласта находится на отметке минус 3592,7 м. Скважина не опробовалась. Водонасыщенные пласты скважинами не вскрыты.

УВНК в блоке II принят условно на отметке **-3637 м**, что соответствует подошве самого низкого пласта коллектора в скважине Д12БС1.

Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая тектонически экранированная. Размеры залежи 2,5х1,5 км, высота при принятом положении УВНК составляет 93 м. Площадь нефтеносности 1982 тыс. м².

Блок III. В данном блоке пробурен боковой ствол из скважины Д6 – Д6БС1. Часть ствола до продуктивной части была обсажена хвостовиком, в остальной части ствол остался открытым. Первоначально скважина интенсивно проявляла, но впоследствии из-за осложнений в виде осыпей и обвалов стенок скважин скважина перестала работать. Обработка ГИС была проведена на основе данных прибора ImPulse, в связи с недостаточностью стандартных методов каротажных исследований для выделения пластов-коллекторов. В результате экспресс-анализа был выделен потенциальный интервал наличия углеводородов 3850-3890 м (-3691,5-3715,9 м). На основании этого анализа УВНК принят по подошве выделенного пласта на отметке **-3716 м**.

Залежь по типу пластового резервуара является пластовой сводовой тектонически экранированной. Размеры залежи 0,9х0,3 км, высота 24,5 м. Площадь нефтеносности 171 тыс. м².

Горизонт Т₂Б отделяется от вышележащего горизонта Т₂А-II пачкой, представленной переслаиванием туфов, известняков и доломитов толщиной от 9,1 м (скв. Д3) до 14,2 м (скв. Д2БС).

Залежь по горизонту **Т₂Б**, как и по горизонту Т₂А установлена также во всех блоках.

Блок I. Нефтяная залежь установлена на основании опробования скважин Д1, Д3, Д6 и Д7.

При самостоятельном опробовании интервала 3636,1-3651,3 м (-3678-3693,2 м) в скважине Д7, самой низкой в гипсометрическом отношении, были получены фонтанные притоки нефти. Дебит нефти на 8 мм штуцере составил 38,1 м³/сут. По результатам интерпретации ГИС в скважине Д7 выделены нефтенасыщенные пласты до отметки -3713,2 м.

В скважине Д3 при самостоятельном опробовании интервала 3588-3620 м (-3634,4-3666,4 м) был получен фонтан безводной нефти с дебитом 66,0 м³/сут на 8 мм штуцере, а позже и из интервала 3639,7-3682 м (-3686,0-3728,3 м) был получен фонтан также безводной нефти с дебитом 12,0 м³/сут на 9 мм штуцере. По результатам интерпретации ГИС в скважине Д3 выделены нефтенасыщенные пласты до отметки -3728,5 м. После последнего подсчета в данном блоке были пробурены две эксплуатационные скважины Д110 и Д112, в которых при совместном опробовании Т₂Б+В горизонтов, был получен фонтан безводной нефти дебитом 44 м³/сут и 28 м³/сут на 4 мм штуцере соответственно.

УВНК принят условно по подошве самого низкого, выделенного по ГИС нефтенасыщенного коллектора в скважине Д3 на отметке **-3729 м**.

Исходя из принятого УВНК, высота залежи равна 145 м, размеры ее составляют 4,1 х 1,2 км, залежь по типу природного резервуара является пластовой сводовой, тектонически экранированной. Площадь нефтеносности залежи 2842 тыс. м².

Блок II. Нефтяная залежь блока установлена результатами опробования скважины Д5. В скважине Д5 при самостоятельном опробовании интервалов перфорации 3548,4-3550,4 м; 3559-3574,6 м; 3584,4-3591,3 м (-3606,8-3649,7 м) был получен вначале фонтанный приток нефти дебитом 8 м³/сут на 8 мм штуцере, а в дальнейшем прослеживанием уровня дебитом 37,7 м³/сут при среднединамическом уровне 277 м. По результатам интерпретации ГИС самая низкая отметка нефтенасыщенного коллектора находится на абсолютной отметке -3657 м.

В скважине Д12БС1 из интервала перфорации 3795,2-3796,9 м, 3836,1-3842,2 м, 3852-3854,3 м, 3855,9-3860,5 м, 3879,7-3904,7 м, 3907,6-3921,7 м (-3669,0-3728,9 м) после проведения КГРП был получен приток нефти с газом сначала освоением компрессором, затем фонтаном. Всего за период опробования было получено 394,1 м³ нефти и 38,4 тыс. м³ газа. Самая низкая по ГИС отметка нефтенасыщенного коллектора находится на -3728,9 м.

ВНК в блоке II принят условно на отметке **-3729 м**, что соответствует самой низкой отметке опробованного нефтенасыщенного коллектора в скважине Д12БС1.

По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 2,5х1,5 км, высота 129 м, площадь нефтеносности составляет 1984 тыс. м².

Блок III. Залежь в блоке III обоснована результатами геологических и геофизических исследований, а именно бурением бокового ствола в скважине Д6. Обработка ГИС, также как и по Т₂А-II горизонту, была проведена на основе данных прибора ImPulse, в связи с недостаточностью стандартных методов каротажных исследований для выделения пластов-коллекторов. В результате экспресс-анализа был выделен потенциальный интервал наличия углеводородов 3935-3970 м (-3744,7-3768,8 м). На основании этого анализа УВНК принят на отметке **-3769 м**, что соответствует подошве выделенного интервала. В связи с тем, что вся продуктивная часть осталась необсаженной, интервал получения притока в процессе освоения выделить не представляется возможным.

Размеры залежи при принятом положении ВНК составляют 0,9х0,4 км. Высота 24 м, площадь нефтеносности – 266 тыс.м². Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂В отделяется от вышележащего горизонта Т₂Б пачкой, представленной переслаиванием туфов и известняков толщиной от 4,3 (скв. Д2) до 6 м (скв. Д6).

Залежь по горизонту **Т₂В** установлена в блоках I и II.

Блок I. Нефтяная залежь установлена на основании опробования скважин Д2.

В скважине Д2 при самостоятельном опробовании из интервала перфорации 3679,3-3685,3 м, 3689,6-3693 м (-3706-3719,7 м) был получен приток нефти в незначительном количестве, по ГИС пласт продуктивен до отметки -3717,1 м.

В скважинах Д110 и Д112 при совместном опробовании Т₂Б+В горизонтов, был получен фонтан безводной нефти дебитом 44 м³/сут и 28 м³/сут на 4 мм штуцере соответственно. По результатам интерпретации ГИС в скважинах Д110 и Д112 выделены нефтенасыщенные пласты до отметок -3709,0 м и -3702,8 м.

В скважине Д7 при совместном опробовании Т₂Б+В горизонтов, были получены фонтанные притоки нефти. Дебит нефти на 8 мм штуцере составил 38,4 м³/сут. По результатам интерпретации ГИС в скважине Д7 выделены нефтенасыщенные пласты до отметки -3743,6 м. В скважине Д3 по материалам интерпретации ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы. Подошва самого нижнего пласта находится на отметке минус 3756,1 м. Водонасыщенные пласты скважинами не вскрыты.

УВНК принят условно по подошве самого низкого, выделенного по ГИС нефтенасыщенного коллектора в скважине Д3 на отметке **-3757 м**.

Исходя из принятого УВНК, высота залежи равна 68 м, размеры ее составляют 3,6х1,2 км, залежь по типу природного резервуара является пластовой сводовой, тектонически экранированной. Площадь нефтеносности залежи 1855 тыс. м².

Блок II. Нефтяная залежь предполагается по результатам интерпретации материалов ГИС в скважине Д5. Скважиной Д12БС1 горизонт вскрыт только в кровельной его части. Самая низкая по ГИС отметка нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине Д5 находится на отметке -3704 м. Скважина не опробована в пределах данного горизонта.

УВНК в блоке II принят условно на отметке **-3704 м**, что соответствует самой низкой отметке нефтенасыщенного коллектора в скважине Д5. По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная. Размеры залежи 1,01 х 0,6 км, высота 24 м, площадь нефтеносности составляет 452 тыс. м².

3.5.4 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

После выполнения отчёта «Пересчёт запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Долинное и Есен Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021 г.» по месторождению Долинное дополнительно были исследованы 2 устьевые пробы нефтяного газа, отобранные из скважин Д1 и Д112.

В связи с изменением границы между месторождениями Долинное и Есен, скважины территории Есен исключаются из II блока. Месторождение Долинное состоит из 3-х блоков, разделённых тектоническими нарушениями. К I блоку относится основной участок Долинное. Блок II включает в себя часть восточного блока (район скважин Д5 и Д12БС1), в пределах которого расположено месторождение Есен. Южный блок III, в пределах которого пробурен боковой ствол скважины Д6 – Д6БС1, вертикальный ствол которой находится в блоке I. Исследований нефти и газа по III блоку не проводилось. Всего по состоянию изученности на 01.01.2023 г. по среднетриасовым отложениям месторождения Долинное изучены 13 проб пластовой нефти, 35 проб дегазированной нефти и 23 пробы нефтяного газа.

3.5.4.1 Физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти

После выполнения отчёта на месторождении Долинное новых исследований пластовой нефти не проводилось. В данном разделе представлены физико-химические свойства пластовой нефти, нефтяного газа и дегазированной нефти среднетриасовых отложений месторождения Долинное, полученные за весь период разработки по состоянию изученности на 01.01.2023 г. Исследования физико-химических свойств пластовой нефти проводились в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» и АО «КазНИПИмунайгаз».

По пробам пластовой нефти выполнены следующие виды исследования:

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

В результате опыта контактного разгазирования пластовой нефти получены значения давления насыщения и средний коэффициент сжимаемости пластовой нефти в диапазоне давлений от пластового до давления насыщения. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Результаты исследований за весь период разработки представлены в таблице 3.5.4.1.1.

I блок

Свойства пластовой нефти I блока месторождения Долинное представлены результатами исследований проб из скважин Д1 (интервалы перфорации 3631-3632; 3635-3640; 3645-3647 м), Д3 (интервалы перфорации 3543,2-3545,5; 3547,5-3556,4; 3588,0-3614,0; 3615,1-3620,0; 3639,7-3658,3; 3660,0-3663,6; 3665,5-3682,0) м), Д7 (интервалы перфорации 3703,6-3702,2; 3696,5-3691,7; 3687,8-3686,0; 3673,0-3658,0 м) и (3636,1-3651,3 м), Д110 (интервалы перфорации 3621,1-3642,5; 3652,3-3653,2; 3657,0-3663,1; 3683,1-3686,2 м). Из 13 проб пластовой нефти 3 признаны некондиционными: 2 глубинные пробы из скважины Д7 (25.11.2008 г.), рекомбинированная проба из скважины Д7 (01.03.2010 г.).

Глубинные пробы из скважины Д7 содержали избыток свободного газа, что свидетельствует о том, что отбор проб производился в зоне двухфазного потока, а параметры, полученные в результате рекомбинации пластового флюида из скважины Д7 в 2010 г (интервал перфорации 3636,1-3651,3 м) по горизонту Т₂-Б показали, что при заданных параметрах: газовом факторе ($300 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и термобарических условиях пласта ($R_{пл.}=300 \text{ кг/см}^2$, $T_{пл.}=135^\circ\text{C}$), пластовая нефть перенасыщена газом и флюид находится в двухфазном состоянии (объем газовой фазы не может быть полностью растворен в нефти). В связи с этим результаты исследований рекомбинированной в 2010 г. пробы пластовой нефти (скв. Д7, интервал перфорации – 3636,1-3651,3 м) являются неrepresentative.

Кроме того, при усреднении не учитывались результаты исследований всех рекомбинированных проб пластовой нефти. Во всех случаях рекомбинирование проводилось на основании текущего промыслового газового фактора (ГФ), предоставляемого Заказчиком. Как известно, наиболее достоверные данные о свойствах флюидов в пластовых условиях получают по результатам лабораторных исследований представительных глубинных проб.

По состоянию на 01.01.2023 г. физико-химические свойства пластовой нефти I блока месторождения Долинное оценены по результатам исследований 5 проб из скважин Д1 (дата отбора – 16.11.1994 г., интервалы перфорации 3631,0-3632,0; 3635,0-3640,0; 3645,0-3647,0 м), Д3 (дата отбора – 22.12.2012 г., интервалы перфорации 3543,2-3545,5; 3547,5-3556,4; 3588,0-3614,0; 3615,1-3620,0; 3639,7-3658,3; 3660,0-3663,6; 3665,5-3682,0 м), и Д110 (дата отбора – 16.07.2016 г., интервалы перфорации 3621,1-3642,5; 3652,3-3653,2; 3657,0-3663,1; 3683,1-3686,2 м). Газосодержание пластовой нефти в среднем составляет $157,16 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения – 16,24 МПа, объемный коэффициент нефти – 1,440 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти равны $0,64 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,648 \text{ г/см}^3$ соответственно.

II блок

Физико-химические свойства пластовой нефти II блока месторождения Долинное оценены по результатам исследований 2-х проб из скважины Д12БС1 (дата отбора – 30.10.2015 г., интервалы перфорации 3795,2-3796,2; 3836,1-3842,2; 3852,0-3855,3; 3855,9-3860,5; 3879,0-3904,7; 3907,0-3921,72 м).

Газосодержание пластовой нефти составляет $116,55 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения – 13,31 МПа, объемный коэффициент нефти – 1,305 д.ед., пересчетный коэффициент – 0,766 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти равны $0,78 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,772 \text{ г/см}^3$ соответственно.



Таблица 3.5.4.1.1 - Месторождения Долинное. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.2023 г.

№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	№ пробы	Рпл/Риссл., МПа	Тпл, °С	Рнас., МПа	Газосодержание		Объем. коэф., доли ед.	Усадка нефти, %	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость нефти, мПа·с	Коэфф. сжимаем. 10 ⁻⁴ /МПа	Коэф. раств-и, м ³ /м ³ хМПа	Организация исполнитель
								м ³ /т	м ³ /м ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I блок																
Д1	Т ₂ -Б	3631-3647	16.11.1994	1	51,52	138,0	26,70	277,40	225,40	1,775	43,60	0,585	0,53	26,09	8,44	-
ДЗ**	Т ₂ -Б	3588-3594,5; 3600,6-3603; 3615-3625	04.04.2011	рек.	45,70	130,0	26,90	256,20	205,16	1,780	43,82	0,537	0,18	28,30	9,33	НИПИнефтегаз
ДЗ**	Т ₂ -А+Б	3543,2-3545,5; 3547,5-3556,4; 3588-3614; 3615,1-3620; 3639,7-3658,3; 3660-3663,6; 3665,5-3682	22.11.2012	рек.	42,00	131,7	37,40	369,50	288,20	1,875	46,70	0,575	0,32	25,09	7,71	КазНИПИмунайгаз
ДЗ	Т ₂ -А+Б		1	13,00			121,17	94,57	1,251	20,06	0,688	0,61	16,05	7,27		
			2	15,00			141,07	111,06	1,295	22,78	0,675	0,48	15,52	7,40		
			3	14,80			140,13	110,58	1,289	22,42	0,677	0,49	15,77	7,47		
Среднее по скв. ДЗ							14,27	134,123	105,40	1,278	21,75	0,680	0,527	15,78	7,38	
Д7*	Т ₂ -Б+В	3658-3673; 3686-3687,8; 3691,7-3696,5; 3702,2-3703,6	25.11.2008	1	37,27	135,0	37,27	285,85	233,39	1,783	43,91	0,598	1,15	23,21	6,14	НИПИнефтегаз
				2			37,27	282,46	230,63	1,78	43,80	0,601	1,17	24	6,07	
Д7**	Т ₂ -Б+В	3658-3673; 3686,5-3687; 3691,7-3696,5; 3702,2-3703,6	28.12.2009	рек.	39,23	136,0	35,01	393,8	326,45	1,911	47,67	0,574	1,02	35,47	9,32	НИПИнефтегаз
Д7*	Т ₂ -Б	3636,1-3651,3	01.03.2010	рек.	29,42/ 31,38	135,0	29,42	255,5	203,25	1,736	42,40	0,585	0,80	36,85	6,91	НИПИнефтегаз
Д110	Т-2	3621,1-3642,5; 3652,3-3653,2; 3657-3663,1; 3683,1-3686,2	16.07.2016	1	24,23	135,9	7,75	59,96	48,34	1,267	21,09	0,678	0,86	15,43	6,40	НИПИнефтегаз
Среднее по I блоку (текущие параметры)							16,24	157,16	126,38	1,440	28,81	0,648	0,639	19,10	7,41	
II блок																
Д12БС1	Т ₂ Б	3795,2-3796,2; 3836,1-3842,2; 3852-3855,3; 3855,9-3860,5; 3879-3904,7; 3907-3921,7	30.10.2015	1	23,32	134, 8	15,68	130,36	122,93	1,426	29,90	0,762	0,62	25,20	7,99	НИПИнефтегаз
				2			10,93	102,74	84,22	1,183	15,50	0,781	0,94	19,07	7,83	
Среднее по скв. Д12БС1, II блоку (текущие параметры)							13,305	116,55	103,58	1,305	22,7	0,772	0,78	22,14	7,91	
Примечание: * - результат отбракован, ** - не учитываются																



В таблице 3.5.4.1.2 приведены количество исследований, диапазон изменения и средние значения текущих параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Таблица 3.5.4.1.2 – Месторождение Долинное. Средние значения текущих параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I блок				
Давление насыщения, МПа	3	5	7,75-26,70	16,24
Газосодержание, м ³ /т	3	5	59,96-277,40	157,16
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	3	5	1,251-1,775	1,440
Плотность пластовой нефти, г/см ³	3	5	0,585-0,688	0,648
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	5	0,48-0,86	0,64
II блок				
Давление насыщения, МПа	1	2	10,93-15,68	13,31
Газосодержание, м ³ /т	1	2	102,74-130,36	116,55
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	1	2	1,183-1,426	1,305
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	2	0,762-0,781	0,772
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	2	0,62-0,94	0,78

3.5.4.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти

После выполнения отчёта «Пересчёт запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Долинное и Есен Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021 г.» на месторождении Долинное новых исследований дегазированной нефти не проводилось.

Исследования свойств и состава дегазированной нефти за всё время проводились в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Везерфорд-КЭР».

Свойства и состав дегазированной нефти среднетриасовых отложений месторождения Долинное в разделе представлены за весь период разработки по состоянию изученности на 01.01.2023 г. результатами исследований 35 проб из скважин Д1, Д2, Д3, Д5, Д6, Д7, Д110, Д112, Д12БС1.

При расчете средних параметров дегазированной нефти были отбракованы результаты, не согласующиеся с другими результатами по горизонту Т2. Например, отбракованы результаты по определению температуры застывания по скважинам Д3 (дата отбора 20.11.2012 г.), Д5 (дата отбора 26.09.2008г.), Д110 (дата отбора 10.11.2017 г., 20.08.2018 г., 03.06.2019 г., 21.01.2020 г.), Д112 (дата отбора 21.01.2020 г.); по определению температуры начала кипения по скважинам Д1 (даты отборов 10.08.1994 г. и 26.08.1995 г.). Результаты исследований пробы из скважины Д3, отобранной 21.01.2020 г. по большинству параметров отличается от средних по горизонту и отбракована полностью.

Результаты физико-химических исследований дегазированной нефти за весь период разработки представлены в таблице 3.5.4.2.1.

I блок

Дегазированную нефть I блока среднетриасовых отложений месторождения Долинное по типу можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С – 803,2 кг/м³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 40 °С – 5,26 мм²/с, при 50 °С – 3,51 мм²/с, при 60 °С – 2,92 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 16,88 %, асфальто-смолистых веществ – 3,01 %.

Содержание масел в нефти составило 54,86 % масс. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания дегазированной нефти, которая в среднем по горизонту составляет плюс 21°С. Температура плавления парафина составляет плюс 57°С.

По содержанию общей серы нефть месторождения Долинное относится к классу малосернистой нефти. Массовое содержание общей серы составляет 0,02 %. Содержание меркаптановой серы составляет в среднем 3,80 ppm, сероводород в пробах отсутствует.

Температура начала кипения дегазированной нефти в среднем составляет плюс 61°С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 100°С составляет 7 %, до температуры 200°С (бензиновые фракции) – 32 %, до температуры 300°С – 53 %.

Таблица 3.5.4.2.1 – Месторождения Долинное. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2023 г.

№ скважины	Горизонт	Дата отбора	Интервалы перфорации, м	Плотность при 20°С, кг/м ³	Меркапановая сера, ppm	Вязкость кинематическая, мм ² /с			Температура, °С		Содержание, % масс.						Температура начала кипения	Выход фракций, % об.,					Организация исполнитель
						40	50	60	застывания	плавления парафина	воды	парафина	асфальто-смолистых веществ	масел	общей серы	мех. примесей		100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
I блок																							
Д1	T ₂	10.08.1994	3631-3647	823,5	-	4,80	3,60	2,90	22	-	сл.	28,80	4,00	49,90	-	-	110*	-	6	17	30	43	-
Д1	T ₂	11.11.1994	3631-3647	812,1	-	4,20	3,10	2,60	23	-	2,00	-	-	-	-	-	64	5	15	25	37	49	-
Д1	T ₂	16.11.1994	3631-3647	824,7	-	-	-	-	-	-	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Д1	T ₂	25.01.1995	3631-3647	810,4	-	5,00	3,30	2,70	21	43	2,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Д1	T ₂	27.01.1995	3583-3647	812,3	-	5,20	3,40	2,80	21	48	4,00	15,80	2,20	51,60	-	-	85	1	12	24	35	50	-
Д1	T ₂	26.08.1995	3550-3570	824,3	-	6,10	4,50	3,60	30	-	0,50	-	-	-	-	-	148*	-	-	14	28	45	-
Д1	T ₂	18.09.1995	3550-3570	810,8	-	3,70	2,90	2,50	25	-	1,00	-	-	-	-	-	91	1	13	24	35	48	-
Д1	T ₂	19.09.1995	3550-3570	819,3	-	4,70	3,60	2,90	28	-	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Д1	T ₂	20.05.2004	-	823,5	-	12,62	3,60	2,09	28	-	сл.	18,50	4,00	49,90	-	-	64	5	15	25	37	49	-
Д1	T ₂	29.03.2007	3575-3663	787,6	2,00	3,85	3,22	2,73	24	60	2,00	17,60	3,10	45,50	0,01	0,030	51	7	22	33	-	54	НИПИнефтегаз
Д1	T ₂	10.11.2017	3583-3591; 3593-3595; 3601-3616; 3624-3632; 3635-3640; 3645-3647	799,2	-	4,32	3,02	2,72	15	52	0,30	19,94	1,17	98,80	0,01	-	59	8	21	36	50	60	КазНИГРИ
Д1	T ₂	21.01.2020	3583-3647	798,3	отс	-	3,03	-	12	62	4,60	13,40	0,70	46,90	0,01	0,001	60	6	22	34	45	55	НИПИнефтегаз
Д2	T ₂	13.01.2005	-	818,0	-	-	6,40	-	33	62	отс.	24,30	8,70	-	-	-	81	-	-	-	-	39	НИПИнефтегаз
Д2	T ₂	11.02.2005	3679,3-3693	816,5	-	8,14	6,91	4,57	24	62	0,06	22,10	7,90	53,90	0,04	0,030	58	6	13	22	-	43	НИПИнефтегаз
Д2	T ₂	-	-	802,0	35,00	-	5,34	-	24	61	-	24,50	4,40	-	0,04	0,740	71	-	-	-	-	48	-
Д2	T ₂	04.03.2005	3574,3-3641,7	802,1	2,00	4,22	3,47	3,03	18	54	0,09	20,30	5,30	53,70	0,04	0,020	49	7	17	27	-	49	НИПИнефтегаз
Д2	T ₂	06.06.2011	3403-3754	800,9	3,00	5,91	3,53	3,04	27	62	отс.	15,60	3,40	-	0,01	0,010	57	8	18	28	38	48	НИПИнефтегаз
Д2	T ₂	21.01.2020	3540-3550	793,5	отс	-	3,02	-	15	63	0,06	15,50	0,80	48,00	0,02	0,001	50	14	25	38	49	58	НИПИнефтегаз
Д3	T ₂	25.05.2005	3665,5-3682	794,0	4,00	7,55	4,66	3,33	15	65	0,20	20,00	6,40	47,10	0,05	0,040	40	11	23	32	-	52	НИПИнефтегаз
Д3	T ₂	15.09.2005	3600,6-3614,3	805,2	2,00	4,56	3,50	3,01	15	57	0,30	19,20	4,20	52,40	0,04	0,020	82	2	12	30	-	50	НИПИнефтегаз
Д3	T ₂	20.11.2012	3543,2-3556,4; 3603-3614,5; 3639,7-3658,3; 3660-3663,6; 3665,5-3682	784,5	-	4,30	3,50	2,90	-3*	-	-	-	-	-	0,01	-	43	10	25	35	44	57	-
Д3*	T ₂	21.01.2020		747,9	отс	-	0,85	-	<-36	63	69,80	3,20	0,66	11,10	0,01	0,003	49	16	61	79	85	89	НИПИнефтегаз
Д6	T ₂	29.03.2007	3575-3663	799,2	3,00	5,33	3,47	2,88	24	56	0,03	18,30	2,90	47,10	0,01	0,004	53	7	17	28	-	46	НИПИнефтегаз
Д6	T ₂	08.05.2007	3543-3566; 3575-3579	800,7	6,00	3,87	3,24	2,71	18	59	1,00	19,40	6,80	44,60	0,01	0,020	72	3	15	27	-	50	НИПИнефтегаз
Д7	T ₂	21.01.2020	3604,5-3610,5; 3636-3656	792,9	отс	-	2,66	-	9	63	8,40	10,00	1,23	39,20	0,01	0,001	57	7	27	42	53	63	НИПИнефтегаз
Д7	T ₂	14.05.2020	3604,5-3610,5; 3636-3656	810,0	-	6,513	3,87	3,25	24	-	23,00	14,70	1,14	47,70	0,01	0,011	74	3	11	24	36	49	НИПИнефтегаз
Д110	T ₂	10.11.2017	3621,1-3642,5; 3652,3-3653,2; 3657-3663,1; 3683,1-3686,2	795,3	-	4,33	2,55	2,35	-7*	44	4,00	14,86	0,86	99,14	0,01	-	65	8	24	40	50	60	КазНИГРИ
Д110	T ₂	20.08.2018		797,7	отс	4,87	3,40	2,84	5*	57	10,00	16,98	отс	-	0,01	отс	55	6	17	33	-	56	ТОО «Везерфорд-КЭР»
Д110	T ₂	03.06.2019		786,3	отс	2,82	2,04	-	4*	66	0,18	8,75	3,12	-	0,01	0,025	54	13	29	42	-	59	ТОО «Везерфорд-КЭР»
Д110	T ₂	21.01.2020		783,4	отс	-	1,97	-	0*	61	2,20	9,40	1,13	39,00	0,01	0,001	55	8	33	46	57	67	НИПИнефтегаз
Д112	T ₂	10.11.2017	3606,8-3625,5; 3633,2-3634,4; 3636,7-3644; 3657,5-3659; 3663-3662; 3668,1-3671,8	806,4	-	4,72	2,88	2,68	7	42	2,60	11,55	0,87	99,13	0,01	-	52	8	23	36	44	52	КазНИГРИ
Д112	T ₂	20.08.2018		797,5	-	4,55	3,66	3,09	12	58	1,00	12,25	отс	-	0,02	отс	62	5	17	33	-	56	ТОО «Везерфорд-КЭР»
Д112	T ₂	21.01.2020		769,0	отс	-	1,45	-	-9*	55	4,80	10,20	0,87	28,70	0,01	0,001	50	13	46	59	68	75	НИПИнефтегаз
Среднее по I блоку				803,2	3,80	5,26	3,51	2,92	21	57	2,74	16,88	3,01	54,86	0,02	0,053	61	7	20	32	43	53	
II блок																							
Д5	T ₂	26.09.2008	3548,4-3591,3	803,1	2,00	3,69	3,14	2,63	6*	61	0,30	16,80	4,00	-	0,02	0,010	80	3	-	33	-	52	НИПИнефтегаз
Д12БС1	T ₂	04.08.2015	3795,2-3921,7	820,2	2,60	6,05	4,10	3,59	24	56	30,00	22,40	7,60	-	0,03	-	70	5	-	24	-	44	НИПИнефтегаз
Среднее по II блоку				811,7	2,30	4,87	3,62	3,11	24	58	15,15	19,60	5,80		0,02	0,010	75	4		29		48	
Примечание: *- результат отбракован																							

II блок

Дегазированную нефть II блока месторождения Долинное по типу можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20°C – 811,7 кг/м³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 40°C – 4,87 мм²/с, при 50°C – 3,62 мм²/с, при 60°C – 3,11 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 19,60 %, асфальто-смолистых веществ – 5,80 %.

Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания дегазированной нефти, которая в среднем по горизонту составляет плюс 24°C. Температура плавления парафина составляет плюс 58°C.

По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистой нефти. Массовое содержание общей серы составляет 0,02 %. Содержание меркаптановой серы составляет в среднем 2,30 ppm, сероводород в пробах отсутствует.

Температура начала кипения дегазированной нефти в среднем составляет плюс 75°C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 100°C составляет 4 %, до температуры 200°C (бензиновые фракции) – 29 %, до температуры 300°C – 48 %.

Из таблицы 3.5.4.2.1 видно, что дегазированная нефть среднетриасовых отложений является особо легкой, не вязкой, малосмолистой, малосернистой, высокопарафинистой и застывающей при высоких температурах.

В таблице 3.5.4.2.2 приведены количество исследований, диапазон изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Таблица 3.5.4.2.2 - Месторождение Долинное. Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Сред. знач.
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
I блок				
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м ³	7	32	769,0-824,7	803,2
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
40 °С	7	24	2,82-12,62	5,26
50 °С	7	31	1,45-6,91	3,51
60 °С	7	23	2,09-4,57	2,92
Температура застывания, °С	6	25	7-33	21
Массовое содержание, %				
-серы общей	7	22	0,01-0,05	0,02
-парафинов	7	25	8,75-28,80	16,88
-асфальто-смолистых веществ	7	25	0,00-8,70	3,01
Температура начала кипения, °С	7	27	40-91	61
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	7	25	1-14	7
до 200 °С	7	27	14-59	32
до 300 °С	7	29	39-75	53
II блок				
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м ³	2	2	803,1-820,2	811,7
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
40 °С	2	2	3,69-6,05	4,87
50 °С	2	2	3,14-4,10	3,62
60 °С	2	2	2,63-3,59	3,11
Температура застывания, °С	1	1	-	24
Массовое содержание, %				
-серы общей	2	2	0,02-0,03	0,02
-парафинов	2	2	16,80-22,40	19,60
-асфальто-смолистых веществ	2	2	4,00-7,60	5,80
Температура начала кипения, °С	2	2	70-80	75
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	2	2	3-5	4
до 200 °С	2	2	24-33	29
до 300 °С	2	2	44-52	48

Нефть среднетриасовых отложений месторождения Долинное в поверхностных условиях является особо лёгкой, не вязкой, малосернистой, малосмолистой, высокопарафинистой, застывающей при положительных температурах и с высоким выходом светлых фракций.

3.5.4.3 Компонентный состав нефтяного газа

После выполнения отчёта «Пересчёт запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Долинное и Есен Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021 г.» на месторождении Долинное дополнительно было исследовано 2 пробы нефтяного газа из скважин Д1 и Д112.

Компонентный состав нефтяного газа среднетриасовых залежей месторождения Долинное анализировался по устьевым пробам и пробам, полученным при однократном разгазировании глубинных и рекомбинированных проб пластовой нефти.

Результаты исследований нефтяного газа за весь период разработки месторождения Долинное по состоянию изученности на 01.01.2023 г. представлены в таблице 3.5.4.3.1.

Всего по состоянию на 01.01.2023 г. компонентный состав нефтяного газа среднетриасовых залежей месторождения Долинное представлен результатами исследований 23 проб из скважин Д1, Д3, Д6, Д7, Д110, Д112 (I блок) и Д12БС1 (II блок), отобранными на устье скважин, и полученными при однократном разгазировании проб пластовой нефти.

Таблица 3.5.4.3.1 – Месторождения Долинное. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скв.	Дата отбора	Залежь	Интервал перфорации, м	№ пробы	Содержание, % мольн.											Плотность при 20°С г/л	Организация исполнитель
					Сероводород	Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан ⁺ выше		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I блок																	
Д1	21.12.2021	T ₂ -Б	3610,0-3615,0; 3618,5-3619,5; 3627,0-3632,0	устье	0,00	2,19	3,74	73,82	11,14	4,73	0,91	1,67	0,51	0,62	0,68	0,929	ТОО «Стратум-КЭР»
Д6	-	T ₂	3575-3579	1	-	2,57	0,00	69,58	13,71	6,47	1,33	2,25	1,03	1,05	2,01	1,033	-
				2	-	2,66	0,00	72,94	11,05	5,95	1,44	2,30	0,97	1,01	1,68	1,003	
Д6	05.06.2007	T ₂	3543-3566	1	-	1,54	0,52	75,72	11,06	6,30	0,95	1,79	0,65	0,68	0,79	0,936	-
				2	-	1,27	2,68	72,91	12,38	5,93	1,00	1,85	0,61	0,69	0,68	0,945	
Д3	04.04.2011	T ₂ -Б	3588-3594,5; 3600,6-3603; 3615-3625	рек.	-	2,24	1,78	72,74	12,71	6,08	1,16	1,91	0,48	0,50	0,40	0,939	НИПИнефтегаз
Д3	22.11.2012	T ₂	3543,2-3545,5; 3547,5-3556,4; 3588-3614; 3615,1-3620; 3639,7-3658,3; 3660-3663,6; 3665,5-3682	рек.	-	1,21	1,30	73,02	8,02	4,95	1,69	3,84	1,74	2,09	1,14	1,062	КазНИПИмунайгаз
	1			-	1,43	1,90	67,21	12,88	7,00	2,42	2,90	1,04	1,52	1,01	1,071		
	2			-	1,20	1,53	65,46	13,90	7,37	2,87	3,00	1,07	1,57	1,11	1,100		
	3			-	1,52	2,03	65,78	14,00	7,52	2,33	2,87	1,00	1,33	1,01	1,076		
Д7	25.11.2008	T ₂ -Б+В	3658-3673; 3686-3687,8; 3691,7-3696,5; 3702,2-3703,6	1	-	1,46	2,58	64,61	17,15	2,94	2,07	4,27	1,40	1,67	1,85	1,082	НИПИнефтегаз
				2	-	1,58	3,00	63,06	18,01	2,86	2,13	4,23	1,52	1,70	1,91	1,095	НИПИнефтегаз
Д7	20.11.2008	T ₂ -Б+В		1	-	0,37	5,38	75,94	11,51	4,43	0,54	0,93	0,24	0,29	0,37	0,871	
				2	-	0,90	2,43	81,19	9,23	4,12	0,51	0,88	0,24	0,27	0,23	0,840	
				3	-	0,58	2,15	76,66	13,10	5,19	0,59	0,97	0,24	0,27	0,25	0,874	
Д7	28.12.2009	T ₂ -Б+В	3658-3673; 3686,5-3687; 3691,7-3696,5; 3702,2- 3703,6	рек.	-	1,47	0,17	78,30	10,77	3,45	0,85	1,79	0,87	1,00	1,33	0,925	НИПИнефтегаз
Д7	01.03.2010	T ₂ -Б	3636,1-3651,3	рек.	-	1,95	1,97	73,94	13,34	5,22	0,53	1,07	0,51	0,65	0,82	0,924	НИПИнефтегаз
Д110	16.07.2016	T ₂	3621,1-3642,5; 3652,3-3653,2; 3657-3663,1; 3683,1-3686,2	1	-	1,67	1,34	59,58	16,15	11,78	2,08	4,62	0,93	1,15	0,68	1,118	
Д110	18.08.2018	T ₂ -Б		устье	0,00	2,23	2,26	74,10	11,62	5,11	0,97	1,78	0,56	0,67	0,70	0,922	ТОО «Везерфорд-КЭР»
Д112	18.08.2018	T ₂ -Б+В	3606,8-3625,5; 3633,2-3634,4; 3636,7-3644; 3657,5-3659; 3662-3663; 3668,1-3671,8	устье	0,00	2,28	2,11	73,90	11,97	5,31	1,01	1,76	0,50	0,55	0,61	0,920	ТОО «Везерфорд-КЭР»
Д112	21.12.2021	T ₂ -Б+В	3606,8-3625,5; 3633,2-3634,4; 3636,7-3644; 3657,5-3659; 3662-3663; 3668,1-3671,8	устье	0,00	2,56	3,13	73,49	11,19	4,92	0,87	1,53	0,44	0,54	1,34	0,949	ТОО «Стратум-КЭР»
Среднее по I блоку					0,00	1,66	2,00	71,62	12,61	5,60	1,34	2,30	0,79	0,94	0,98	0,982	
II блок																	
Д12БС1	30.10.2015	T ₂ -В	3921,7-3907; 3904,7-3879; 3860,5-3855,9; 3855,3-3852; 3842,2-3836,1; 3796,2-3795,2	1	-	2,27	1,01	56,36	16,49	12,05	2,30	4,91	1,31	1,61	1,74	1,192	НИПИнефтегаз
				2	-	1,91	0,43	50,60	18,81	14,14	2,76	5,88	1,58	1,94	1,96	1,271	
Среднее по II блоку					-	2,09	0,72	53,48	17,65	13,09	2,53	5,40	1,44	1,77	1,85	1,232	

I блок

Газ «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана в среднем по среднетриасовым залежам составляет 71,62 % мольн., этана – 12,61 % мольн., пропана – 5,60 % мольн., бутанов – 3,64 % мольн., пентанов – 1,73 % мольн. гексана+высш. – 0,98 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 1,66 % мольн., азота – 2,00 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа при 20 °С составляет 0,982 г/л.

II блок

Газ «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана в среднем по среднетриасовым залежам составляет 53,47 % мольн., этана – 17,65 % мольн., пропана – 13,09 % мольн., бутанов – 7,92 % мольн., пентанов – 3,22 % мольн. гексана+высш. – 1,85 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 1,70 % мольн., азота – 1,89 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа при 20 °С составляет 1,232 г/л.

В таблице 3.5.4.3.2 приведены усреднённые значения компонентного составов нефтяного газа по блокам месторождения Долинное.

Таблица 3.5.4.3.2 - Месторождения Долинное. Компонентный состав нефтяного газа

Продуктивный горизонт, залежь	Среднетриасовые залежи Т ₂	
	I	II
Блок	21	2
Количество исследований	21	2
Содержание компонентов, % мольн.		
Сероводород	0,00	-
Углекислый газ	1,66	2,09
Азот	2,00	0,72
Метан	71,62	53,48
Этан	12,61	17,65
Пропан	5,60	13,09
Изо-бутан	1,34	2,53
Н-бутан	2,30	5,40
Изо-пентан	0,79	1,44
Н-пентан	0,94	1,77
Гексан+высшие	0,98	1,85
Плотность при 20 °С г/л	0,982	1,232

3.5.5 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 газа, 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, обеспечение 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, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и должны быть организованы на месторождении на должном уровне.

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 длительной эксплуатацией месторождения, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

4.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления

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 Долинное ТОО «Емир-Ойл» налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Все отходы временно складировуются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Мероприятия по регенерации и утилизации отходов возможны как на собственном предприятии, так и силами сторонних предприятий. Отходы, подлежащие переработке, вывозятся сторонними организациями по итогам проведения тендеров. Отходы, не подлежащие вторичной переработке, вывозятся на утилизацию и захоронение сторонним организациям, согласно заключенным договорам.

Технологические решения по обращению с отходами ТОО «Емир-Ойл» представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Технологические решения по обращению с отходами ТОО «Емир-Ойл»

Наименование отхода	Категория опасности отхода (код отхода)	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	Опасные (20 01 21*)	Временно хранятся в отдельном помещении на складе в таре завода-изготовителя (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на демеркуризацию в специализированные организации.
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторные батареи)	Опасные (16 06 01*)	Временно размещаются в отдельном помещении с бетонированной площадкой с последующей передачей в специализированную организацию по договору. Срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиями ст.320 п.2-1 ЭК РК.
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для	Опасные (15 02 02*)	Временно собирается в металлические емкости объемом 0,8 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.

вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)		
Масляные фильтры (отработанные масляные фильтры)	Опасные (16 01 07*)	Временно собираются в металлические емкости объемом 0,8 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	Опасные (13 02 08*)	Собираются в емкости на отдельной бетонированной площадке на складе для хранения нефтепродуктов и используются для собственных нужд предприятия.
Обессоленные шламы (нефтешлам)	Опасные (05 01 02*)	Временно собирается в герметичные металлические емкости объемом 0,8 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества (отходы обратной промывки скважин (ООПС))	Опасные (16 10 01*)	Не хранятся, сразу вывозятся по мере образования в специализированную организацию.
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (тара из-под химреагентов)	Опасные (15 01 10*)	Сбор производится в специальные металлические емкости объемом 0,8 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (изоляционные отходы)	Опасные (17 06 03*)	Сбор производится в металлический контейнер в отдельном помещении с бетонированной площадкой (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (тара из-под ЛКМ)	Опасные (08 01 11*)	Сбор производится в специальные металлические емкости объемом 0,8 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Опилки и стружка черных металлов (металлолом и металлическая стружка)	Неопасные (12 01 01)	Временно накапливаются в металлической емкости объемом 10 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	Неопасные (12 01 13)	Сбор производится в специальные металлические емкости объемом 0,8 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)	Неопасные (17 01 07)	Сбор производится в специальные металлические емкости объемом 0,8 м ³ (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей в специализированную организацию.
Отработанные шины (отработанные автошины)	Неопасные (16 01 03)	Временно размещаются в отдельном помещении с бетонированной площадкой с последующей передачей в специализированную организацию. Срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиями ст.320 п.2-1 ЭК РК.
Смешанные коммунальные	Неопасные	Временное хранение происходит в специальных



отходы (ТБО)	(20 03 01)	металлических емкостях объемом 0,8 м ³ с последующей передачей 1 раз в 6 дней коммунальным службам города на договорной основе для захоронения на полигонах.
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	Неопасные (20 01 08)	Временное хранение происходит в специальных металлических емкостях объемом 0,8 м ³ с последующей передачей 1 раз в 6 дней в специализированную организацию.
Медицинские препараты (медицинские отходы)	Неопасные (18 01 09)	Временно размещаются в медпункте в специальных контейнерах с последующей передачей на утилизацию в специализированную организацию. Срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиями ст.320 п.2-1 ЭК РК.
Пластмассы и резины (отходы РТИ)	Неопасные (19 12 04)	Временно размещаются в отдельном помещении с бетонированной площадкой с последующей передачей в специализированную организацию. Срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиями ст.320 п.2-1 ЭК РК.
Отходы очистки сточных вод (иловый осадок)	Неопасные (19 08 16)	Не хранятся, в случае образования сразу вывозятся на спецавтотранспорте в специализированную организацию.
Списанное электрическое и электронное оборудование (отработанная оргтехника)	Неопасные (20 01 36)	Временно размещаются в отдельном помещении склада с последующей передачей в специализированную организацию. Срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиями ст.320 п.2-1 ЭК РК.

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 ТОО «Емир-Ойл» на 2023 год представлены в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.2 – Лимиты накопления отходов ТОО «Емир-Ойл» на 2023 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	5677,8551
в том числе отходов производства	0,0	5561,5781
отходов потребления	0,0	116,277
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,1364
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	1,27
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторные батареи)	0,0	1,576
Другие моторные, трансмиссионные и	0,0	3,4972

смазочные масла (отработанные масла)		
Масляные фильтры (отработанные масляные фильтры)	0,0	0,0686
Обессоленные шламы (нефтешлам)	0,0	197,3
Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества (ООПС)	0,0	5300
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (тара из-под химреагентов)	0,0	0,8
Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (изоляционные отходы)	0,0	0,5
Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (тара из-под ЛКМ)	0,0	0,12
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	116,277
Опилки и стружка черных металлов (металлолом)	0,0	10,0
Опилки и стружка черных металлов (металлическая стружка)	0,0	1,578
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,03
Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)	0,0	10,0
Медицинские препараты (медицинские отходы)	0,0	0,0199
Пластмассы и резины (отходы РТИ)	0,0	0,3
Отработанные шины (отработанные автошины)	0,0	32,332
Отходы очистки сточных вод (иловый осадок)	0,0	1,59
Списанное электрическое и электронное оборудование (отработанная оргтехника)	0,0	0,46
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Долинное ТОО «Емир-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 **1,0 т/год**. Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Металлическая стружка образуется при работе металлообрабатывающих станков.

Норма образования стружки составляет: $N = M \cdot 6$, т/год,

где М - расход металла при металлообработке, т/год;

b - коэффициент образования стружки при металлообработке, $b = 0,04$.

$$N = 5,0 \times 0,04 = 0,200 \text{ т/год}$$

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 **1,0 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: $N = M_0 + M + W$, 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:

$$N = 0,3 + 0,036 + 0,045 = 0,381 \text{ т/год.}$$

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 (30 шт.);

T – время работы лампы в году (4380 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (6000 час);

Средний вес одной лампы – 215 гр.

$$N = 30 * 4380 / 6000 = 21,9 \text{ шт/год.}$$

Масса отработанных ламп составит **0,0047 т/год**.

Отходы сварки (огарки сварочных электродов)

Данные отходы образуются при проведении сварочных работ.

Количество образования огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha, \text{ где:}$$

$M_{\text{ост}}$ – фактический расход электродов, - 0,25 т/год;

α – остаток электрода 0,015.

$$N = 0,25 * 0,015 = \mathbf{0,00375 \text{ т/год}}$$

Медицинские препараты (медицинские отходы) образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт.

Количество медицинских отходов определяется по формуле:

$$N_m = H_m * N * n,$$

где: N_m – количество медицинских отходов, т

H_m – норма образования отходов на человека, 0,0001 т;

N – численность работающего персонала, чел;

n – количество посещений медпункта работником в год.

$$N_m = 0,0001 * 22 * 3 = \mathbf{0,0066 \text{ т/год.}}$$

Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО))

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия.

Расчёт образования ТБО производится по формуле: $G = n * q * \rho$, т/год

n - численность работников, чел;

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

ρ – плотность ТБО, т/м³.

$$G = 22 * 1,06 * 0,25 = \mathbf{5,83 \text{ т/год}}$$

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 м³ при средней плотности 0,30 т/м³.

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.

$$M_{n.o} = 0,0001 * 22 * 4 * 365 = \mathbf{3,212 \text{ м}^3/\text{год} = 0,9636 \text{ т/год}}$$

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения Долинное вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.3– Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Долинное

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	9,38965
в том числе отходов производства	0,0	2,59605
отходов потребления	0,0	6,7936
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,0047
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	5,83
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	0,0	0,9636
Опилки и стружка черных металлов (металлолом)	0,0	1,0
Опилки и стружка черных металлов (металлическая стружка)	0,0	0,2
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,00375
Медицинские препараты (медицинские отходы)	0,0	0,0066
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, с ранее разработанным и согласованным проектом «Индивидуальный технический проект на строительство разведочной скважины №8 на месторождении Долинное» составит:

- При строительстве скважины (подготовка буровой площадки, при буровых работах буровой установкой ZJ-50 и испытании скважины буровой установкой XJ-550) – **2497,0469** тонн, из них: отходы бурения – 2464,9725 т, промасленная ветошь – 0,0318 т, отработанные масла – 4,3935 т, металлолом – 1 т, огарки сварочных электродов – 0,0046 т, тара из-под химреагентов – 15,2606 т,

протекторы обсадных труб (металлические) – 0,7580 т, протекторы обсадных труб (пластиковые) – 3,8459 т, ТБО – 6,78 т.

- При строительстве скважины (подготовка буровой площадки, при буровых работах буровой установкой ZJ-70 и испытании скважины буровой установкой XJ-550) – **2497,0459** тонн, из них: отходы бурения – 2464,9725 т, промасленная ветошь – 0,0318 т, отработанные масла – 4,3935 т, металлолом – 1 т, огарки сварочных электродов – 0,0036 т, тара из-под химреагентов – 15,2606 т, протекторы обсадных труб (металлические) – 0,7580 т, протекторы обсадных труб (пластиковые) – 3,8459 т, ТБО – 6,78 т.

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Долинное, 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 Долинное ТОО «Емир-Ойл» принципами управления отходами.

ТОО «Емир-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.

4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:



- 1) накопление отходов на месте их образования;
- 2) сбор отходов;
- 3) транспортировка отходов;
- 4) восстановление отходов;
- 5) удаление отходов;
- 6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;
- 7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- 8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны при осуществлении соответствующей деятельности соблюдать национальные стандарты в области управления отходами, включенные в перечень, утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Нарушение требований, предусмотренных такими национальными стандартами, влечет ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны представлять отчетность по управлению отходами в порядке, установленном уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Все образующиеся отходы, 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 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.

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.

Организация системы управления отходами, охватывающая процессы обращения с отходами на всех объектах, включает следующие этапы:

- разработка и утверждение распорядительных документов по вопросам распределения функций и ответственности за деятельность в области обращения с отходами (включая учет и контроль);
- разработка и утверждение документации предприятия в области обращения с отходами (включая разработки программы управления отходами и паспортов на опасные отходы);
- оборудование площадок (мест) временного хранения отходов с их соответствием нормативным экологическим и санитарно-гигиеническим требованиям;
- подготовка и оформление договоров на прием-передачу отходов со специализированными организациями (полигонами) с целью их размещения, утилизации, обезвреживания и использования и т. д.

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.

4.3. Рекомендации по управлению отходами и по вспомогательным операциям, технологии по выполнению указанных операций

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. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору,

использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (утвержден Приказом И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года).

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314), все отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

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.

При реализации проектных решений для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов и вывоза специализированными организациями на договорной основе в согласованные места временного хранения или утилизации.

При реализации проектных решений должна применяться следующая методика разделения отходов:



- ❖ промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- ❖ отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов. Все образованные отходы производства и потребления в период работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования 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».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут складироваться в контейнерах при температуре 0 °C и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток, согласно 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.

Основными принципами при производстве работ являются: охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия и в этой связи при выполнении буровых операций будут проводить комплексную переработку и утилизацию отходов в целях поддержания чистоты на территории участка проведения работ.

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

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;



- животный мир.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- ✓ 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;

Основные методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами и достигаемый результат представлены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 - Методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами

Метод	Основные положения	Достижимый результат
Предварительное планирование	- Идентификация видов, источников, ориентировочных объемов образования отходов - Идентификация требований законодательных актов в части обращения с отходами - Разработка документации по нормированию образования отходов - Разработка мероприятий по предупреждению техногенного воздействия отходов на окружающую среду	- Соблюдение требований природоохранного законодательства - Снижение негативного воздействия при разведочных работах - Повышение экономической эффективности производства, контроль объемов образования - Снижение уровня воздействия на окружающую среду
Надлежащая организация хозяйственного и технического обслуживания	- Профилактическое техобслуживание оборудования и поддержание оборудования в должном порядке и чистоте - Использование поддонов для сбора стоков или утечек из оборудования - Удаление всех видов отходов с производственных участков после завершения работ проведение ремонта оборудования на непроницаемых поверхностях и покрытиях - Хранение химреагентов и материалов в помещениях, защищенных от воздействия природных явлений, имеющих вторичную изоляцию в виде водонепроницаемых берм и бордюров. Емкости должны иметь маркировку для облегчения идентификации без вскрытия.	- Снижение вероятности утечек, разлива топлива, масла, химреагентов и т.д. - Снижение объемов образования загрязненного грунта, а также объемов материалов, непригодных для последующего использования и относимых к отходам (отработанные масла и т.д.) - Снижение расходов на управление отходами и очистку загрязненного грунта и сточных вод
Рациональное водопользование	- Использование замкнутой системы циркуляции - Использование попутных вод при опрессовке трубопроводов, емкостей и оборудования - Сбор и очистка всех видов сточных вод и их повторное использование - Использование малообъемных насадок высокого давления на шлангах промывки оборудования	- Снижение объемов водопотребления - Снижение объемов образования жидких отходов
Управление материально-техническими запасами	- Приобретение всех материалов в необходимое время и в нужном количестве. Особенно важно при работе с химреагентами и материалами непродолжительного срока годности - Закупка по возможности неопасных материалов подлежащих вторичной переработке и утилизации - Использование штрихового кода для отслеживания использования материалов в целом по предприятию, их внутреннего обмена между подразделениями предприятия - исключение приобретения химреагентов без фабричной упаковки	- Снижение объемов образования отходов - Снижение расходов на управление отходами - Сокращение эксплуатационных расходов - Предупреждение россыпи, разливов химреагентов при транспортировке и хранении
Замещение продукции	-Использование в технологических процессах нетоксичных или малотоксичных реагентов и материалов вместо веществ с высоким классом токсичности	- Снижение токсичности отходов

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов.

Оценивая ущерб окружающей среде, при образовании отходов производства и потребления, можно констатировать, что негативное воздействие от их образования минимальное и кратковременное, так как учтены все негативные моменты и проведение мер по их устранению. Вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на территории предприятия, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение.

В целом же воздействие отходов производства и потребления на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды незначительны, природа полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия разработки месторождения выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (2-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации отходов должна быть налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Для этого должно быть обеспечено четкое функционирование журнальной системы с использованием специальных форм накладных для отходов трех видов – отходы бурения и нефтеочистного материала, производственные отходы иных типов (в том числе металлолома) и бытовые отходы.

В накладных должны фиксироваться все транспортные операции по перемещению отходов с указанием объемов и даты забора в месте образования и, соответственно, сдачи в места постоянного и временного складирования. Внедрение подобной системы облегчит обращение с бытовыми и промышленными отходами, а также взаимодействие с контролирующими органами. В связи с этим внутренние формы учета должны быть

максимально приближены к формам, направляемым для получения ежегодных разрешений на размещение отходов и облегчать их заполнение.

На контрактной территории нет собственных полигонов для размещения отходов производства и потребления. Все отходы, как твердые промышленные, так и твердо-бытовые отходы временно будут складироваться в специальные емкости, для каждого вида отхода, и по мере накопления вывозится с месторождения сторонней организацией на договорной основе на места временного хранения или утилизации.

4.4. Виды и количество отходов производства и потребления (образовываемых, накапливаемых и передаваемых), подлежащих включению в декларацию о воздействии на окружающую среду.

Лица, осуществляющие деятельность на объектах III категории (далее – декларант), представляют в местный исполнительный орган соответствующей административно-территориальной единицы декларацию о воздействии на окружающую среду.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется в письменной форме или в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью.

Декларация о воздействии на окружающую среду должна содержать следующие сведения:

- 1) наименование, организационно-правовую форму, бизнес-идентификационный номер и адрес (место нахождения) юридического лица или фамилию, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), индивидуальный идентификационный номер, место жительства индивидуального предпринимателя;
- 2) наименование и краткую характеристику объекта;
- 3) вид основной деятельности, виды и объем производимой продукции, выполняемых работ, оказываемых услуг;
- 4) декларируемое количество выбросов загрязняющих веществ, количество и виды отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами);
- 5) для намечаемой деятельности – номер и дату выдачи положительного заключения государственной экологической экспертизы для объектов III категории.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется:

- 1) перед началом намечаемой деятельности;
- 2) после начала осуществления деятельности – в случае существенного изменения технологических процессов основных производств, качественных и количественных



характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами).

В случае существенного изменения технологических процессов, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами) декларант обязан в течение трех месяцев с даты внесения соответствующих существенных изменений представить новую декларацию о воздействии на окружающую среду.

Форма декларации о воздействии на окружающую среду и порядок ее заполнения устанавливаются правилами выдачи экологических разрешений.

За непредставление декларации о воздействии на окружающую среду или предоставление недостоверной информации, содержащейся в этой декларации, лица несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Местные исполнительные органы ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляют в территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды сводные данные по принятым декларациям о воздействии на окружающую среду по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

5 ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

5.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проектируемых работах на месторождении, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные и тепловые излучения.

Акустическое воздействие (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).

Шум – это механические колебания упругих тел, вызывающие в примыкающем к поверхности колеблющихся тел слое воздуха чередующиеся сгущения (сжатия) и разрежения во времени и распространяющиеся в виде упругой продольной волны, достигающей человеческое ухо и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тыс. Гц с физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки.

Производственные работы при разработке нефтяных месторождений 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 бурового оборудования, компрессоров, насосов, транспорта и др. 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.

Допустимые уровни звука согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) приведены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – 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
Административно-хозяйственные 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
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Необходимо учитывать, что в рабочих зонах обслуживающий персонал находится не постоянно, а периодически, кратковременно, в общей сложности 1-2 часа в смену.

Комплекс мероприятий по снижению шума

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 дБА 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 технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием двигателей и применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

По способу передачи на человека вибрация подразделяется на: общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, локальную, передающуюся через руки человека. По направлению действия вибрация подразделяется на: действующую вдоль осей ортогональной системы координат для общей

вибрации и действующую вдоль осей ортогональной системы координат для локальной вибрации. По временной характеристике различается постоянная вибрация и непостоянная.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Оборудование, которые смонтированы на бетонных фундаментах, не будут 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. Для снижения вибрации от технологического оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты рабочего персонала.

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 5.1.2.

Таблица 5.1.2 – 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

Комплекс мероприятий по снижению вибрации

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:



- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей 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.

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 кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330 кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500 кВ – 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» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г. приведены в таблице 5.1.3.

Таблица 5.1.3 - 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)

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 $\leq 30 \%$.

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: линии электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны.

При работе персонала будут соблюдаться все правила и требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

Применение современного оборудования для всех технологических процессов и применяемые меры по минимизации воздействия шума и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения, позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Инфракрасное (тепловое) излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиваться профессиональная катаракта.

Способами защиты от ***инфракрасных излучений*** являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м².

Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 5.1.3.

Таблица 5.1.3 - Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн

Области инфракрасного излучения	Длина волны, нм	Допустимая плотность потока энергии, Вт/м ²
A	760...1500	100
B	1500...3000	120
C	3000...4500	150
	4500...10000	120

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- ❖ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

5.2 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения

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, и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы).

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.

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

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Долинное 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 2022 году специалистами ТОО «НИИ «Батысэкопроект».

Наблюдение за радиационным фоном производилось дозиметром-радиометром ДКС-96. 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 «Гигиеническими нормативами к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71, не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

Результаты радиационного мониторинга на месторождении Долинное представлены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Результаты радиационного мониторинга на территории месторождения Долинное

Наименование исследуемого объекта	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
Технологическое оборудование	0,6	0,18
<i>Граница СЗЗ</i>		
Д-1	0,2+фон	0,11
Д-2	0,2+фон	0,12
Д-3	0,2+фон	0,09
Д-4	0,2+фон	0,08

В результате проведенных исследований в 2022 году было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения Долинное ТОО «Емир-Ойл» составляет от 0,08 до 0,18 мкЗв/час, что не превышает допустимого

значения. В целом, контрактная территория ТОО «Емир-Ойл» не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам.

5.2.1 Предложения по организации радиационного мониторинга

Радиационный мониторинг - система наблюдений за техногенным и природным радиоактивным загрязнением объектов окружающей среды и территорий.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности должен проводиться радиационно-дозиметрическое обследование на месторождении. Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории.

Объем, характер и периодичность радиационного контроля, учет и порядок регистрации его результатов, определяется службой радиационной безопасности организации, утверждается администрацией и согласовывается в органах Госсаннадзора.

Радиационный контроль должен проводиться специальными организациями Республики Казахстан имеющие лицензию на выполнение этих работ.

Работы должны выполняться с помощью стационарных приборов и (или) передвижной лаборатории, снабженной переносными приборами.

В рамках проведения радиационного мониторинга на территории месторождения рекомендуется продолжить исследования уровня радиоактивного загрязнения путем замеров мощности эквивалентной дозы гамма-излучения. В настоящее время, проводимые исследования радиоактивного загрязнения охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры.

6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

6.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, предлагаемые изменения в землеустройстве, расчет потерь сельскохозяйственного производства и убытков собственников земельных участков и землепользователей

Недропользователем месторождения Долинное является ТОО «Емир Ойл», на основании контракта на разведку №482 от 09.06.2000 г. и лицензии серии АИ 1552 на право пользования недрами (нефть) в пределах блоков XXXV-10-B (частично), С (частично), F (частично), XXXV-11-A (частично), В (частично), D (частично), Е (частично) и Контракта № 3735-УВС от 09.09.2011 года заключенного между Министерством нефти и газа РК и ТОО «Емир-Ойл» на добычу углеводородов сроком до 2036 года.

Площадь участка недр (горного отвода) составляет 18,24 км². Глубина участка недр – минус 3900 метров.

Координаты горного отвода (участок недр): 43°51'26" СШ - 51°35'30" ВД; 43°49'46" СШ - 51°39'49" ВД; 43°48'47" СШ - 51°38'45" ВД; 43°48'36" СШ - 51°37'12" ВД; 43°50'15" СШ - 51°35'06" ВД; 43°50'56" СШ - 51°34'38" ВД.

Согласно почвенно-географического районирования, рассматриваемая контрактная территория ТОО «Емир-Ойл», расположена в пределах пустынно-степной зоны, в подзоне северной пустыни и её Актау-Карагиенского низменного района бурых солонцеватых почв и соровыми солончаками бессточных впадин.

Данный район находится к югу от плато Тюб-Караган. Третичные отложения здесь перекрываются четвертичными морскими осадками. Днища впадин заполнены хемогенными отложениями, мощность которых местами достигает более 10 м. Грунтовые воды минерализованы, особенно сильно во впадинах и в приморской полосе. Растительный покров представлен итсигеково-серо-полынными и полынно-бигургуновыми группировками. Во впадинах встречаются галофиты (сарсазан, лебеда, шведка).

Почвообразующими породами служат богатые морской фауной четвертичные морские отложения, относящиеся к хазарскому, хвалынскому и новокаспийскому ярусам. Эти отложения с глубины около 0,5-5 м подстилаются известняками Сарматского моря. Местами известняки выходят на дневную поверхность или очень близки к поверхности. На склонах, в долинах и во впадинах почвообразующими породами служат делювиальные и пролювиальные отложения.

Зональными почвами района являются бурые солонцеватые разновидности. В межуналистых долинах они комплексируются с солонцами. Значительные площади

представлены маломощными почвами с близким подстиланием известняков, малоразвитыми и эродированными почвами, залегающими на склонах впадин. Микрозападины в равнинной части заняты солонцами лугово-пустынными. На дне бессточных впадин развиты соровые солончаки и чистые солевые наносы - соры (солевые хаки).

Большую часть площади здесь занимают бурые солончаково-солонцовые комплексы. Однородные площади бурых почв встречаются редко.

Бурые полупустынные солонцеватые почвы

Основная особенность этих почв - слабая гумусированность и малая мощность гумусового горизонта. Бурые полупустынные почвы характеризуются обеднением верхнего горизонта илом, полуторными окислами, кальцием и магнием. Содержание гумуса – 0,2-2,5% в зависимости от механического состава. Почвы бедны усвояемыми формами азота и фосфора, что обусловлено скудностью растительного покрова и малой подвижностью питательных элементов в карбонатной среде. Однако почвы достаточно обеспечены подвижным калием. В составе гумуса бурых почв фульвокислоты заметно преобладают над гуминовыми кислотами. В формах связи гуминовых кислот содержание. Первой и третьей фракции незначительно. Количество второй фракции гуминовых кислот более высокое, по сравнению с этой же фракцией фульвокислот. Отношение углерода гуминовых кислот к углероду фульвокислот меньше единицы. Такой состав гумуса бурых почв находится в полном соответствии с биохимическими условиями разложения органической массы. Реакция почв слабощелочная, емкость поглощения: песчаных и супесчаных почв - 3-10 мг-экв/100 г, суглинистых -10-25 мг-экв/100 г почвы. В преобладающем большинстве у бурых почв, в подошве разреза первого метра, появляются легкорастворимые соли. Реакция почвенного раствора, обычная для бурых почв - щелочная (рН 7,50). Для почв характерно неглубокое залегание легкорастворимых солей, представленных главным образом, сульфатами кальция. Характерно, что наряду с обменным натрием в поглощающем комплексе почв, часто обнаруживается повышенное содержание магния, по-видимому остаточного морского происхождения. Содержание обменного магния в отдельных случаях достигает 40-50 % от емкости поглощения почв. С этим очевидно связано очень плотное, часто слитое сложение и плохие водно-физические свойства почв. Сумма солей в опробованном горизонте составила 0,9 %. Водный режим почв - непромывной. Небольшая глубина промачивания почв, за счет атмосферных осадков, обуславливает перемещение солей в верхнем слое профиля (до 1 м).

Почвы используются в основном как малопродуктивные пастбища.

В почвенном покрове рассматриваемой площади с бурыми почвами значительное место занимают солонцы и солончаки. Солончаки соровые развиваются под изреженной растительностью, с преобладанием различных видов солянок. В настоящее время грунтовые воды, большей частью, не связаны с поверхностью почвы, и засоленность почв связана с непромывным, периодически выпотным типом водного режима. Объединяющими признаками солончаков являются: высокое засоление почвогрунтов, начиная с поверхности (более 1 % солей по плотному остатку), слабая дифференциация профиля на генетические горизонты, вскипание с поверхности, при отсутствии видимых карбонатных выделений.

Солончаки соровые занимают днища замкнутых депрессий и в первую очередь примыкающей к рассматриваемой площади впадины Карагие, Котловины соров представляют благоприятную среду для соленакопления, за счет сноса солей вместе с талыми водами с вышележащей территории и подпитывания минерализованных грунтовых вод. Последние находятся на глубине от 50 см до 2 м. Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля.

Вследствие этого нижние горизонты солончаков имеют следы оглеения в виде сизоватых, иссиня-черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных процессов восстановительными.

Солончаки соровые слабо затронуты почвообразованием. По существу это не почвенные, а геологические образования. В них под белой солевой коркой залегает бесструктурная влажная, вязкая глинистая масса, насыщенная солями.

Отношение Cl/SO_4 изменяется по профилю от 1 до 17, что является следствием, как периодических промывок, так и кристаллизацией солей. Заметного перераспределения солей в профиле солончака не наблюдается.

Интенсивное летнее испарение грунтовых вод, при отсутствии растительности, приводит к кристаллизации солей на поверхности солончака. Солевая корка соровых солончаков на 98 % состоит из поваренной соли. Химический анализ солевой корки сорового солончака составил (%): $CaSO_4$ – 0,20; $MgSO_4$ – 1,43; $MgCl_2$ – 0,39; KCl – 0,09; $NaCl$ 97,89; сумма солей – 100.

Соровые солончаки содержат до 1 % гумуса. Это связано с привносом органического вещества в соры извне вместе с атмосферными осадками. РН водной суспензии указывает на щелочную и сильнощелочную реакцию раствора.

По гранулометрическому составу соровые отложения представляют чрезвычайно вязкую иловато-глинистую массу. В местах окаймления соров песчаными и супесчаными гривами, в результате заносов, они приобретают более легкий гранулометрический состав.

Соровые солончаки - неудобные земли. Их использование в сельскохозяйственном производстве потребовало бы проведения чрезвычайно дорогостоящих и трудоемких мелиоративных мероприятий.

Солонцы пустынные (Сп) встречаются как сплошными массивами, так и в комплексах и сочетаниях с другими почвами на сильно засоленных почвообразующих породах. Грунтовые воды располагаются глубже 8-10 м и существенно не влияют на процессы почвообразования. Растительность, обычно изреженная, представлена в основном биюргуном и тасбиюргуном с участием полыни. По морфологическому строению и физико-химическим данным солонцы бурой и серо-бурой зон не имеют существенных различий. У всех пустынных солонцов верхний горизонт характеризуется наличием пористой рыхлой палево-серой корочки, относительно облегченным механическим составом и непостоянной мощностью.

Солонцовый (иллювиальный) горизонт всегда резко ограничен от верхнего горизонта. Окраска его всегда значительно темнее и отличается коричневым или буроватым оттенком. Наиболее яркой его особенностью является сильная уплотненность, призмовидная, столбчатая или ореховая структура. Под солонцовым горизонтом происходит обильное выделение легко растворимых и карбонатных солей. Гипс выделяется в виде кристаллов на глубине 50-70 см. Солонцы бурно вскипают от НСІ с поверхности и по всему профилю.

По степени засоления и по глубине залегания солей все солонцы относятся к солончаковым, реже к солончаковым.

Для характеристики строения пустынных солонцов приводим описание профилей этих почв. Рельеф в точке заложения почвенного разреза - слабоволнистая равнина. Растительность полынно-биюргуновая. Отмечено обильное выделение карбонатов с 20 см, водорастворимых солей - с 35 см. Данные механического анализа подтверждают значительную обогащенность иллювиального горизонта илистыми частицами. Такое распределение фракций по генетическим горизонтам характерно для солонцов. Они малопригодны для земледелия и используются как пастбища.

Большая пестрота и разнообразие почвенного покрова, широкое распространение засоленных, солонцеватых почв и солончаков определяют трудные почвенно-мелиоративные условия, осложняемые засушливостью климата и слабой обводненностью территории.

Все почвы, встречающиеся на рассматриваемой площади, отличаются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания, малой емкостью поглощения. Качественный состав почв в большинстве случаев неблагоприятен для земледелия и требует применения тех или иных мелиоративных мероприятий, так как широкое распространение солонцеватых и засоленных почв, их мелкопятнистое размещение в условиях слабой естественной дренированности территории создают большие трудности при освоении земель.

6.2 Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия планируемого объекта

Для оценки современного состояния почвенного покрова на месторождении Долинное ТОО «Емир-Ойл» были представлены данные мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2022 года специалистами испытательной лаборатории ТОО «НИИ «Батысэкопроект»».

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».

Мониторинг почв на месторождении Долинное проводился на 6 стационарных экологических площадках Д-1 – Д-6 (СЭП-1 – СЭП-6).

Согласно «Программе производственного экологического контроля для объектов ТОО «Емир-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).

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.).

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

Результаты мониторинговых наблюдений за состоянием почв на месторождении Долинное за 4 квартал 2022 года представлены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Результаты мониторинга почв месторождения Долинное за 4 квартал 2022 г.

Точка отбора	Фактические значения концентраций ЗВ						
	Нефтепродукты, мг/г	Медь, мг/кг	Цинк, мг/кг	Никель, мг/кг	Свинец, мг/кг	Кобальт, мг/кг	Ртуть, мг/кг
Д-1 (СЭП-1)	0,029	24,35	45,29	28,17	23,3	11,23	<0,1
Д-2 (СЭП-2)	0,026	19,78	51,15	29,36	27,58	10,57	<0,1
Д-3 (СЭП-3)	0,020	22,68	42,77	24,96	22,34	13,19	<0,1
Д-4 (СЭП-4)	0,027	20,54	58,62	27,41	25,73	11,66	<0,1
Д-5 (СЭП-5)	0,027	22,57	39,81	27,92	24,18	11,20	<0,1
Д-6 (СЭП-6)	0,024	26,61	42,25	29,48	27,47	12,56	<0,1
ПДК, мг/кг	-	-	-	-	32,0	5,0	2,1

Проведенные исследования проб почвы на месторождении Долинное в 4 квартале 2022 года выявили превышение ПДК (предельно-допустимых концентраций) по кобальту 2,114-2,638 ПДК, что указывает на техногенный характер загрязнения почвы. При этом концентрации остальных определяемых в почвах тяжелых металлов не превышают нормативы ПДК.

В целом, результаты проведенных в 4 квартале 2022 года исследований и анализ собранных материалов позволяют сделать вывод, что концентрации всех ингредиентов, определяемых в пробах почв, за исключением кобальта, не превышают нормативных значений и находятся в пределах допустимой нормы.

Помимо инструментальных замеров на территории месторождения проводится визуальное наблюдение за состоянием почв. По результатам мониторинга за 4 квартал 2022 года видимых следов загрязнения почвенного покрова нефтепродуктами, замазученный грунт и прочие нарушения не зафиксированы.

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

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров, задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;
- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

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

- *изъятие земель* для эксплуатационных 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;
- *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 большая часть месторождения расположена 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 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 нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др. Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается очень медленно, путем биологического разложения нефти. 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.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено 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.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдении технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

6.4 Планируемые мероприятия и проектные решения (техническая и биологическая рекультивация)

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к

минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных 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.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключаящих попадание их на рельеф;

- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

6.4.1 Рекультивация земель

В соответствии со статьей 238 Экологического Кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 года «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.

При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

- 1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;
- 2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

С целью снижения негативного воздействия проектируемых работ 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.

Восстановление нарушенных земель и их освоение должны быть направлены на устранение очагов неблагоприятного влияния на окружающую среду, улучшение санитарно-гигиенических условий жизни населения, повышение эстетической ценности ландшафтов.

Рекультивация земель обеспечивает снижение воздействия нарушенных земель на компоненты окружающей среды: атмосферу, поверхностные и грунтовые воды, грунты и почвы, растительный и животный мир, оказывает благотворное влияние на здоровье человека и направлена на устранение экологического ущерба.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза.

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 амбаров, 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°C, 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.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

6.5 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».

В настоящее время мониторинг почв на месторождении Долинное проводится на 6 стационарных экологических площадках (СЭП-1 – СЭП-6).

Согласно «Программе производственного экологического контроля для объектов ТОО «Емир-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 Долинное ТОО «Емир-Ойл» рекомендуем в дальнейшем продолжить проведение мониторинга почв на существующих СЭП. Это позволит контролировать содержание загрязняющих веществ и, в случае необходимости, изменить количество и местоположение СЭП.

7 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

7.1 Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта

Растительный покров области развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария.

Согласно ботанико-географическому районированию эта территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-туранской подобласти, Северо-туранской провинции, Западно-северотуранской подпровинции.

Растительный покров территории относится к средним галофитным прикаспийским пустыням. Отличительной чертой растительного покрова Прикаспия является его пространственная неоднородность - комплексность. Сочетание таких факторов как слабый дренаж, суглинистость засоленных грунтов, суффозионные явления в совокупности с явлениями выщелачивания, т.е. рассоления почв, деятельность землероев способствовали развитию западного мелкого микро- и нанорельефа.

Почвенно-растительные комплексы отличаются высокой динамичностью благодаря процессам рассоления - засоления и опреснения.

Флора территории насчитывает около 100 видов высших сосудистых растений, характерных для окружающих пустынь.

По орографическому строению территория представляет собой участок с увалисто-равнинным рельефом и небольшими колебаниями высот.

Растительный покров окружающей территории характеризуется однородной пространственной структурой, бедностью флоры и низким уровнем биологического разнообразия вследствие природно-климатических особенностей региона.

Доминирующими видами являются ксерогалофиты, относящиеся к жизненным формам полукустарничков, кустарничков, травянистых многолетников и однолетников с коротким (эфмеры и эфемероиды) и длительным периодом вегетации.

На территории ТОО «Емир-Ойл» зарегистрировано более 60 видов из 7 семейств. Подавляющее число видов относится к семейству маревых, злаковых, сложноцветных. Около трети считаются сорными (лебеда татарская, солянки Паульсена, олиственная и

натронная), ядовитыми (итсигек, адраспан, рогоглавник, клоповник), непоедаемыми и плохопоедаемыми (оносма, льнянка, липучки и др.). Все эти растения обильно разрастаются в результате антропогенных и техногенных нагрузок.

Экобиоморфный анализ показал, что по числу видов в сложении травостоя преобладают травянистые однолетники, многолетних трав насчитывается 7 видов, полукустарников и полукустарничков – 6 видов. Большинство из них ксерофиты и ксерогалофиты.

По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники – как весенние эфемеры, так и летне-осенние однолетние солянки. По составу экологических типов во флоре преобладают засухоустойчивые растения – ксерофиты. С солончаками связаны растения-галофиты, на увлажняемых местообитаниях встречаются мезофиты (ажрек, тростник).

Кормовое значение имеет большинство видов, произрастающих на территории месторождений. Мелким рогатым скотом хорошо поедаются полукустарнички, особенно полынь белоземельная. Полынные пастбища обычно используются в весенне-раннелетний и осенне-зимний периоды, что обусловлено сезонным развитием большинства видов полыней. В весенний период у них активно развиваются однолетние побеги, летом наблюдается период покоя, а осенью происходит формирование укороченных побегов, цветение и плодоношение. Кроме того, весной в травостое много поедаемых эфемеров. В течение всего выпасного периода поедаются такие растения как изень, еркек, жантак.

Как уже отмечалось, все сочные многолетние и однолетние солянки – биюргун, сведы, климакоптеры, галимокнемисы и др. поедаются в позднеосенне-зимнее время, после выщелачивания солей и в основном верблюдами. В другое время они могут служить причиной отравления скота токсичными солями. Лошади и мелкий рогатый скот поедают их с меньшей охотой, а сарсазан не поедают вовсе. Поэтому по составу растительности и её поедаемости на территории месторождения преобладают осенне-зимние пастбища для верблюдов, лошадей и мелкого рогатого скота. На полынно-эфемеровой, полынно-еркековой растительности возможен весенне-летне-осенний выпас. Использовать их можно в весенне-летне-осенний период под выпас мелкого рогатого скота, лошадей, верблюдов, травостой с еркеком пригодны для всех видов скота. Индикатором высокой пастбищной нагрузки является разрастание таких сорных растений как адраспан, итсигек, лебеда татарская, солянка Паульсена, эбелек, рогоглавник. Практически все они являются пионерами зарастания нарушенных территорий.

Редкие и охраняемые виды растительности

Сам по себе растительный покров территории нуждается в бережном отношении, при этом на территории месторождения встречаются представители фауны, требующие особой охраны. Редких и реликтовых видов растений на территории месторождения Ракушечное не обнаружено, встречаются 3 вида лекарственных растений:

Верблюжья колючка (Alhagi pseudoalhagi)- колючий кустарник с глубоко проникающей корневой системой. Растения 30-100 см высотой. Корень длинный, с глубоко расположенными горизонтальными ответвлениями. Стебли ветвистые, в нижней части одревесневающие. Колючки в пазухах листьев, направлены вверх под острым углом, длиной 2-3 см. Листья простые, очередные, продолговатые, тупые, 1-2 см длиной. Цветки по 3-8 шт. на колючке, типичного мотылькового строения, красные или розовые. Цветет с мая до глубокой осени, плоды начинают созревать с июля. Наземная часть растения служит лекарственным сырьем. Содержит эфирное масло, стероиды, алкалоиды, витамины. В траве содержатся флавоноиды, сапонины, сахара, дубильные вещества, витамины группы С, К и В, каротин, урсоловая кислота, следы алкалоидов, эфирное масло, красящие вещества, смолы.

Гармала обыкновенная (Peganum harmala) – многолетнее травянистое растение высотой до 80 см с неприятным сильным запахом. Растет на глинистых, супесчаных, солонцеватых, засоленных мелкощебнистых почвах, в равнинных полупустынях, предгорьях, на пастбищах, как сорняк в посевах. Корни мощные до 3 м длиной. Листья пальчато-рассеченные. Цветки белые или бледно-желтые около 2 см в диаметре, многочисленные. Плод – приплюснуто-шаровидная коробочка с мелкими темно-коричневыми клиновидными семенами. Цветет в мае-июне, плодоносит в июле-августе.

Лекарственным сырьем является все растение. Надземную часть и корни заготавливают во время цветения, так как в начале и в конце вегетации в растении в большом количестве содержатся алкалоиды, особенно в плодах. Все части растения содержат алкалоид пеганин. Кроме этого в корневище находятся алкалоиды: гармин, гармалин, гармалол, сапонины. С давних времен гармала используется при различных заболеваниях, главным образом, как наружное средство, болеутоляющее при болях в суставах, от укусов змей и скорпионов, при кожных болезнях.

Ежовник безлистный, итсигек – Anabasis aphylla L. Полукустарник, ветвистый от самого основания. Листья едва заметные. Цветёт и плодоносит в июле-сентябре. Ядовитый сорняк, разрастается в большом обилии в местах интенсивного выпаса. Содержит алкалоиды анабазин, Лупинин, афиллин и др. Сырьём служит все растение. Применяют при туберкулёзе, как средство, облегчающее отвыкание от курения, в ветеринарии при кожных

заболеваниях скота, инсектицид. Зола – для кустарной выделки кож, получения соды и поташа. Красильное, медонос и перганос. Перспективен для фитомелиорации нарушенных земель, даже сильнозасолённых. Разрастается от перевыпаса.

Отрицательного воздействия нефтедобычи на эти растения не выявлено.

7.2. 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 вычленить 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 и технологического 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 территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами может иметь место на территории месторождения. 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 испытывает в процессе 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 месторождения находятся 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: бюргун, тасбиургун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки.

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

7.3. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Растительность является основным блоком экосистемы. Она участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии, служит биоклиматическим и экологическим индикатором. Такие её функции, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ, регуляция газового баланса биосферы обеспечивают существование всех живых организмов. Благодаря физиономическим и индикационным свойствам, растительность является самым информативным компонентом экосистем. По её состоянию, флористическому и ценоотическому разнообразию можно судить о скорости и

направленности антропогенных и атропогенностимулированных процессов, о динамике других компонентов экосистем (почв, грунтовых и поверхностных вод и т.д.).

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 являются:

Изъятие земель для скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения.

Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, 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.

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.

В результате механических нарушений активизировались процессы дефляции почв района, разрушение почвенных горизонтов, их распыление и уплотнение.



В межколейных пространствах сохраняется хорошо развитая фоновая растительность. Это явление объясняется тем, что в результате смыва мелкозема и гумуса с колеи здесь образуются более благоприятные условия (обогащение почвы органическими веществами, микроэлементами, более рыхлый верхний слой почвы). Кроме того, межколейное пространство собирает влагу, которая скапливается в колее.

Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

7.4. Обоснование объемов использования растительных ресурсов

Обоснование объемов использования растительных ресурсов в настоящем разделе не представлено, ввиду того, что реализация намечаемой деятельности не предполагает изъятие или использование растительных ресурсов.

7.5. Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

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.

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 растительный покров 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 растительный покров присваивается средняя (9-27) – изменения превышают цепь естественных изменений, но растительность сохраняет способность к самовосстановлению.

7.6 Ожидаемые изменения в растительном покрове

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.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами 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.

Растительность, произрастающая на территории участка, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов. Однако, учитывая, что месторождения находятся 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.

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.

7.7. Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания

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 проводится одновременно с мониторингом почвы на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки располагаются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 2 раза в год, в весенне-летний и летне-осенний периоды года. 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. Одновременно рекомендуется проводить слежение за растительным

покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются редкие, эндемичные и реликтовые виды растений. Рекомендуем проводить визуальное обследование территории производственных работ на предмет нахождения замазученных пятен и комплексное обследование территории площадки после проведения строительных работ в рамках очередного производственного экологического мониторинга на месторождении Долинное.

7.8 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие. Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия. К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир следует отнести:

- ❖ 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, 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.
- ❖ сохранение биологического и ландшафтного разнообразия на участке работ;
- ❖ мероприятия по предупреждению пожаров, которые могут повлечь на растительные сообщества;
- ❖ мероприятия по предупреждению химического загрязнения воздуха, которые могут повлечь на растительные сообщества;
- ❖ запрещается выжиг степной растительности;
- ❖ запрещение возникновения стихийных (непроектных) мест хранения отходов.
- ❖ запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью;
- ❖ своевременное выявление изменения состояния растительности на территории площади;
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

8 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

8.1. Исходное состояние водной и наземной фауны

Фауна млекопитающих рассматриваемой территории принадлежит к зоогеографическому участку Северные Арало-Каспийские пустыни. Фоновыми видами млекопитающих являются мелкие хищники и грызуны. Фоновые виды пресмыкающихся - агамы и ящерицы. На территории ТОО «Емир-Ойл» обитает 26 вида млекопитающих, 61 вид птиц, 6 видов пресмыкающихся и 1 вид земноводных. Из птиц, обитающих на территории месторождений, 6 видов являются редкими и занесены в Красную Книгу.

Состояние фауны млекопитающих. На территории ТОО «Емир-Ойл» обитает 26 видов млекопитающих (*Mamalia*) из 11 семейств. Наиболее распространёнными являются грызуны (*Rodentia*), доминируют песчанковые (*Gerbelidae*). Из редких видов отмечено обитание джейранов (*Gazella subguturosa*) и устьюртских муфлонов (*Ovis orientalis*).

Представитель насекомоядных (*Insectivora*), ушастый ёж (*Erinaceus auritus*), встречается по всей территории, средняя численность составляет 1-2 особи на 10 га. Численность на уровне средних многолетних показателей.

Представители отряда рукокрылые (летучие мыши) - усатая ночница (*Myotis mystacinus*), поздний кожан (*Eptesicus serotinus*), двухцветный кожан (*Vespertilio murinus*) встречаются в районе песчаного карьера, рядом с мелкими водоёмами. Численность на уровне 4 особи на га.

На территории обитают представители отряда хищных (*Carnivora*) из двух семейств, - псовые и куньи. Обычная численность волка (*Canis lupus*) 1 особь на 10000 га. Численность лисицы (*Vulpes vulpes*) и корсака (*Vulpes corsac*) 1 особь на 100 га. Численность степного хорька (*Mustela eversmanni*) и ласки (*Mustela nivalis*) около 1 особи на 10 га.

Парнокопытные, семейство полорогие, представлено джейраном (*Gazella subguturosa*). На территории во время перекочевок встречаются единичные особи сайги (*Saiga tatarca*). В юго-восточной части месторождения на склонах чинков были отмечены 2 особи устьюртских муфлонов (*Ovis orientalis*). Основное распределение популяции - Западный чинк Устьюрта. Численность поголовья в 90-х годах прошлого века достигла 5,5 - 5,6 тыс. гол. Из этого числа почти 40% населяли Западный чинк Устьюрта, и 20% - горы Северный Актау.

По численности и видовому разнообразию доминируют грызуны (*Rodentia*). Фауна грызунов насчитывает не менее 7 видов представляющих 3 семейства. Один из доминирующих видов - жёлтый суслик (*Spermophilus fulvus*), численность менее 1 особи на

гектар, что значительно ниже уровня прошлых лет. Малый суслик (*Spermophilus pygmaeus*) обитает в районе мелких водоёмов на возвышенностях, численность на уровне 2-3 особи на гектар.

Тушканчики являются фоновыми грызунами, населяющими всю территорию месторождения. Семейство ложнотушканчиковые (*Allactagidae*) представлено 4-мя видами. Малый тушканчик (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*), и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*) численность представителей 2-3 особи на гектар. Численность вида емуранчик (*Stylodipus telum*) и мохноногий тушканчик (*Dipus sagitta*), из семейства тушканчиков (*Dipodidae*), 1 особь на га.

Доминирует по численности представители семейства песчанковые (*Gerbelidae*). Основным фоновым видом грызунов является большая песчанка (*Rhombomys opimus*), средняя численность от 3 до 5 особей на гектар. Рядом с мелкими водоёмами среди кустарниковых массивов встречается гребенщикова песчанка (*Meriones tamariscinus*) численность 3 особи на га.

По всей территории встречаются представители зайцев (*Leporidae*), вид заяц толай- (*Lepus tolai*) численность остаётся на уровне прошлых периодов - 1 особь на 100 га.

Состояние фауны пернатых. Представителей пернатых по характеру пребывания можно разделить на 4 категории - пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие. Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать до 60 видов в период пролёта.

Рядом с промышленными объектами на территории ТОО «Емир-Ойл» обитают 6 синантропных видов. Представители синантропных пернатых встречаются в количестве до 10 особей на 1 км маршрута. Представители пернатых водно-болотного комплекса обитают на мелких водоёмах.

Из представителей семейства утиные (*Anatidae*) рядом с водоёмами встречены утки пеганки (*Tadorna tadorna*). В период пролёта встречаются утки кряквы (*Anas platyrhynchos*), огарь (*Tadorna ferruginea*), красноголовая чернеть (*Aythya ferina*), серые утки (*Anas strepera*), красноносые нырки (*Netta rufina*), утки широконоски (*Anas clypeata*).

Из представителей хищных птиц семейства ястребиных (*Accipitridae*) на территории встречается степной орёл (*Aquila rapax*) - 2 особи, орёл могильник (*Aquila heliaca*) - 1 особь, полевой лунь (*Circus cyaneus*) - 4 особи, коршун (*Milvus migrans*) - 2 особи, курганник (*Buteo rufinus*) - 2 особи. Из семейства соколиных (*Falconidae*), встречены 4 особи вида обыкновенная пустельга (*Falco tinnunculus*).

Вдоль обрывов и каменистых склонов обитают кеклики (*Alectoris chukar*), встречено 12 особей.

На обследованной территории многочисленны представители отряда ржанкообразных (*Charadriiformes*). Распространённые виды - малые зуйки (*Charadrius dubius*), морской зуйк (*Charadrius alexandrinus*), ходулочники (*Himantopus himantopus*) встречавшиеся на водоёмах.

Озёрные чайки (*Larus ridibundus*), а также 2 вида крачек - крачки малые (*Sterna albifrons*) и речные крачки (*Sterna hirundo*) встречаются в количестве единичных особей.

По всей территории встречается зелёная щурка (*Merops superciliosus*). Многочисленны представители воробьинообразных. Распространены виды серый жаворонок (*Calandrella rufescens*), встречено 30 особей и степной жаворонок (*Melanocorypha calandra*) 4 особи. В среднем представители жаворонков встречаются в количестве 2 -10 особей на га. Численность фоновых видов полевой воробей (*Passer montanus*) и домовый воробей (*Passer domesticus*), каменка-плясунья (*Oenanthe isabellina*), обыкновенная каменка (*Oenanthe oenanthe*) на обычном уровне 2-10 особей на 1 км маршрута. Встречается серая мухоловка (*Muscicapa striata*) – 2 особи.

В районе промышленных объектов обитают синантропные виды птиц. Это угод (*Urupa eops*), полевой воробей (*Passer montanus*), домовый воробей (*Passer domesticus*), деревенская ласточка (*Hirundo rustica*). По всей территории встречается обыкновенная каменка (*Oenanthe oenanthe*) и каменка-плясунья (*Oenanthe isabellina*). Среди кустарников встречается пустынная славка (*Sylvia nana*) и серый сорокопут (*Lanius excubitor*), отмечено 4 особи. Среди гнездящихся видов на территории месторождений преобладают мелкие воробьинообразные виды пернатых. Плотность населения птиц на месторождении в среднем составляет до 10 птиц на 1 км маршрута.

Из пернатых внесённых в Красную Книгу зафиксировано 4 вида. Из хищных птиц встречались степной орёл (*Aquila rapax*) и орёл могильник (*Aquila heliaca*). Из семейства рябковых встречается чернобрюхий рябок (*Pterocles orientalis*) и саджа (*Syrrhaptes paradoxus*). Степной орёл (*Aquila rapax*) в обследуемом районе встречены 2 особи.

Саджа (*Syrrhaptes paradoxus*) внесена в Красную Книгу со статусом 4 категории. Вид, сокращающий численность. Распространён в полупустынной и пустынной зоне. Осенью откочевывает, в зимнее время встречается в небольшом количестве лишь в южных областях республики. Гнездится преимущественно на твердых почвах, предпочитая глинистые щебенистым и солончаковым. В песчаных пустынях встречается лишь на закреплённых песках. В прошлом 30 - 40 лет назад встречались стаи, насчитывающие десятки тыс. особей.

Состояние фауны пресмыкающихся и земноводных

На обследуемой территории из пресмыкающихся встречается только представители видов степная агама (*Agama sanguinolenta*) и такырная круглоголовка (*Phrinocephales helioscopus*) в количестве единичных особей.

В целом фауна пресмыкающихся (*Reptilia*) на территории месторождения представлена 6 видами из 4 семейств. Представитель семейства сухопутные черепахи среднеазиатская черепаха (*Agrionemys horsfieldi*) на отдельных участках встречается в количестве до 7 особей на га.

Из семейства агамовые (*Agamidae*) встречаются степная агама (*Agama sanguinolenta*) и такырная круглоголовка (*Phrinocephales helioscopus*). Средняя численность представителей этих видов на уровне 1-2 особи на гектар. Численность ящериц и агам ниже уровня прошлых лет. Распространены представители семейства ящерицы (*Lacertidae*). Наиболее многочисленны два вида ящурок (*Lacertidae*) - разноцветная (*Eremias arguta*) и быстрая (*Eremias velox*), численность на низком уровне, но обычно составляет до 2-3 особи на гектар. Численность ящериц также ниже уровня прошлых лет.

Узорчатый полоз (*Elaphe dione*), представитель семейства ужи (*Colubridae*), на данной территории малочисленный вид. Встречается четырехполосый полоз (*Elaphe quatuorlineata*) редкий вид, внесённый в Красную Книгу Казахстана. Численность змей на низком уровне.

Земноводные (*Amphibia*) представлены одним видом. Фоновым видом земноводных является зелёная жаба (*Bufo viridis*). Обитает на колониях грызунов в пустынной части территории и рядом с водоёмами.

Состояние фауны беспозвоночных

Максимальное количество видов беспозвоночных на обследованной территории обитает на участках с кустарниками тамариска и верблюжьей колючки, рядом с водоёмами. Фоновыми представителями насекомых являются виды из сем. *Lestididae*, семейство стрекозы-стрелки - *Coenagrionidae*, семейство стрекозы коромысла *Aeschnidae*, отряд жесткрылые (жуки) - *Coleoptera*, чернотелки - *Tenebrinidae*, *Acrididae* - саранчовые. Среди паукообразных многочисленны представители семейства *Lycosidae*, род (*Lycosa*) тарантул (*Lycosa singoriensis*). Опасные для человека паукообразные - фаланга (*Geleodes araneoides*), скорпионы (род *Buthus*), каракурт (*Lathrodectus tredecimguttatus*), могут периодически встречаться по всей территории.

8.2. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных

Фауна пернатых

Фламинго. Редкий, с сокращающейся численностью, вид. Встречается только на пролете в апреле и августе-сентябре. Ближайшие места гнездования – оз. Тенгиз в Акмолинской области и залив Комсомолец на северо-восточном побережье Каспия. Через исследуемый регион летит до 0,5 тыс. этих птиц.

Степной орел. Занесен в Красную Книгу со статусом 5 категории. Один из самых многочисленных орлов нашей фауны. В регионе встречается с апреля по октябрь. Плотность гнездования в Северном Прикаспии и Приаралье до 0,8 особей на 10 км маршрута. И этот район является наиболее благоприятным для вида после Волжско-Уральского междуречья.

Орел могильник. Внесен в Красную Книгу со статусом 3 категории. Повсеместно редок, гнездится на территории месторождения, на скалистых участках.

Дрофа-красотка. Редкий вид, находящийся под угрозой исчезновения. В регионе встречается на пролете в апреле и сентябре. Занесена в Красную книгу России.

Чернобрюхий рябок. Внесен в Красную Книгу со статусом 3 категории. Птица крупнее домашнего голубя отряда голубеобразных. В Казахстане населяет пустынную и полупустынную зоны. На обследованной территории встречено 4 особи.

Численность повсеместно сокращается, в регионе встречается с апреля по октябрь в небольшом числе, гнездится.

Саджа. Редкая птица отряда голубеобразных. Внесена в Красную Книгу со статусом 4 категории. В исследуемом регионе встречается с апреля по июль, гнездится в пустынях, примыкающих к месторождению.

Филин. Самая крупная птица отряда совообразных. Ведет оседлый и кочующий образ жизни, в небольшом числе гнездится в регионе. Перья этой птицы используются для украшения женской национальной одежды.

Фауна млекопитающих

Джейран (*Gazella subgutturosa*) – парнокопытные, семейство полорогие, занесен в Красную Книгу Казахстана;

Устюртский муфлон (*Ovis orientalis*) - это редкий вид внесенный в Красную Книгу Казахстана со статусом третьей категории, обитает в юго-восточной части месторождения на склонах чинков;

Фауна пресмыкающихся

Четырехполосый полоз (*Elaphe quatuorlineata*) - редкий вид, внесённый в Красную Книгу Казахстана.

8.3 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов, в общем;
- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибионтных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

На контрактной территории в результате проведения нефтегазовых операций возможно сокращения ареала обитания многих видов представителей дикой фауны. Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие возможного повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных.

Нефть оказывает внешнее влияние на птиц, прием пищи, загрязнение яиц в гнездах и изменение среды обитания. Внешнее загрязнение нефтью разрушает оперение, спутывает перья, вызывает раздражение глаз. Гибель является результатом воздействия холодной воды, птицы тонут. Птицы, которые большую часть жизни проводят на воде, наиболее уязвимы к разливам нефти на поверхности водоемов. Птицы заглатывают нефть, когда чистят клювом перья, пьют, употребляют загрязненную пищу и дышат испарениями. Заглатывание нефти редко вызывает непосредственную гибель птиц, но ведет к вымиранию от голода, болезней, хищников. Яйца птиц очень чувствительны к воздействию нефти.

Загрязненные лапы и оперение птиц пачкают нефтью скорлупу. Небольшое количество некоторых типов нефти может оказаться достаточным для гибели в период инкубации.

Птицы предельно уязвимы в периоды смены оперения (линьки), гнездования и миграции. Так как во время линьки птицы теряют способность летать, линька требует от них использования особых мер предосторожности. В предлинные периоды они выбирают недоступный для наземных хищников максимально кормный участок, где собираются в плотные скопления, что обеспечивает им групповую защиту. Так как оговоренным качествам отвечают лишь немногие фрагменты акватории, то подобные места обычно возникают на одних и тех же морских участках. Подвижность сформировавшегося скопления водоплавающих птиц крайне снижена.

Из-за рыхлости и низких защитных свойств заменяемого перьевого покрова, он очень легко загрязняется даже небольшими количествами нефтепродуктов, из-за чего вода беспрепятственно проникает к телу птицы и она быстро погибает.

Совокупность факторов (воздействий) оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождения, можно условно подразделить на прямые и косвенные. Прямые воздействия обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных. Косвенные воздействия обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных

и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы, поверхностных вод и грунтовой среды.

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 и сопутствующих объектов, воздействие для большинства животных будет в основном выражаться в незначительном сокращении их кормовой базы и репродуктивной площади.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия. Оценка воздействия 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 воздействия на животный мир присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

8.4 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 стадии 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 насекомоядных (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.

8.5 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения 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 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.
- проведение мониторинга 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.

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-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га. Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Выше названные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа. При проведении наблюдений, особое внимание должно уделяться редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

Предлагается периодичность наблюдений - 1 раз в год, в летний период.

9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ

Природными объектами признаются естественные экологические системы и природные ландшафты, а также составляющие их элементы, сохранившие свои природные свойства.

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.

10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

10.1 Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

В административном отношении месторождение Долинное находится на территории Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан.

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 Мангистауской 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. Наличие природных и трудовых ресурсов обуславливает развитие экономики региона.

Социально – экономическое положение Мангистауской области

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км², что составляет 6,1% от общей месторождения территории Казахстана. В области расположены 3 города, 4 сельских района, 8 поселков и 28 аульных и сельских округов. Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2413 км.

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе-октябре 2022г. составил 2550020,1 млн. тенге в действующих ценах, индекс промышленного производства составил 102,1%. Индекс промышленного производства в горнодобывающей промышленности составил 101,6%.

Объем валовой продукции сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-октябре 2022г. составил 22657,6 млн. тенге, из него сельское хозяйство 21721 млн. тенге и индекс физического объема (ИФО) увеличился на 13,4% к соответствующему периоду 2021г. и составил 113,4%.

Объем строительных работ (услуг) в январе-октябре 2022г. составил 133680 млн. тенге, что меньше на 33,1%, чем в январе-октябре 2021г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» (транспорт и складирование) в январе-октябре 2022г. составил 113,1%.

Объем грузооборота в январе-октябре 2022г. по сравнению с январем-октябрем 2021г. уменьшился на 2,8% и составил 25385,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота нетранспортными организациями и предпринимателями, занимающимися коммерческими перевозками).

Статистика уровня жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке во II квартале 2022г. составили 205575 тенге. По сравнению со II кварталом 2021г. номинальный доход увеличился на 33,1%, реальный доход на 15,3%.

Статистика труда и занятости

Численность безработных по оценке во II квартале 2022г. составила 18,2 тыс. человек, уровень безработицы составил 5,1% к рабочей силе (экономически активное население). Численность граждан, состоящих на учете в органах занятости в качестве безработных на конец октября 2022г. составила 15069 человек, доля зарегистрированных безработных в численности экономически активного населения составила 4,2%.

Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника в III квартале 2022г. составила 450211 тенге, по сравнению с соответствующим кварталом 2021г. увеличилась на 29,9%, индекс реальной заработной платы составил 108,6%.

Статистика цен

Индекс потребительских цен в октябре 2022г. по сравнению с декабрем 2021г. составил 121,5%. Цены на продовольственные товары увеличились - на 29,2%, непродовольственные товары - на 17,1%, платные услуги - на 14,9%. Цены предприятий-производителей промышленной продукции в октябре 2022г. по сравнению с декабрем 2021г. повысились - на 1,8%.

Национальная экономика

Объем инвестиций в основной капитал в январе-октябре 2022г. по сравнению с аналогичным периодом увеличился на 9,2% и составил 542883 млн. тенге.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 ноября 2022г. составило 16482 единиц, в том числе с численностью работников не более 100 человек - 16120 единиц. Количество действующих юридических лиц составило 12863 из них малые предприятия составляют 12506 единиц.

Количество действующих юридических лиц малого и среднего предпринимательства в области на 1 октября 2022г. составило 11037 единиц.

Торговля

Индекс физического объема по отрасли торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов) в январе-октябре 2022г. составил 121,7%.

Объем розничной торговли за январь-октябрь 2022г. составил 231,8 млрд. тенге или 103,2% к уровню соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-октябрь 2022г. составил 281,8 млрд. тенге или 143% к уровню соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Финансовая система

Финансовый результат крупных и средних предприятий за II квартал 2022г. сложился за счет прибыли в сумме 175,5 млрд. тенге, что на 23% выше аналогичного показателя соответствующего периода прошлого года. Уровень рентабельности составил 17,6%. Доля убыточных предприятий, среди общего числа отчитавшихся составила 34,8%.

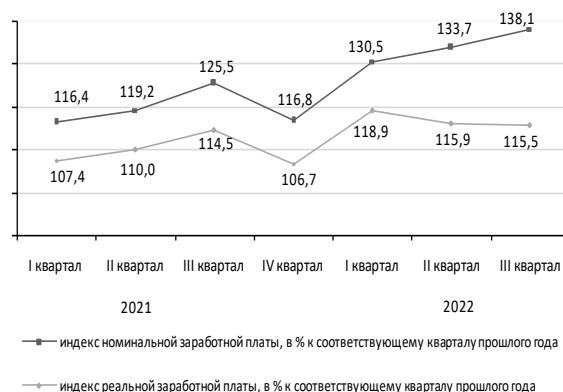
Кредитные вложения банков второго уровня в отрасли экономики на конец сентября 2022г. составили 576 млрд. тенге. Удельный вес кредитов в иностранной валюте составил 9,4%. Депозиты физических лиц составили 303,3 млрд. тенге.

Социально – экономическое положение Мунайлинского района Мангистауской области

Мунайлинский район - район на западе Мангистауской области, вокруг города Актау. Административный центр - село Мангистау. Мунайлинский район образован Указом Президента РК №338 от 4 июня 2007 года из прилегающих к территории г. Актау сельских населенных пунктов в целях решения проблем оралманов, составляющих основную часть жителей. По состоянию на 1 февраля 2022 года численность населения 180422 человек, 75 процентов от общей численности населения района составляют кандасы. В состав района входят 7 сельских округов: Мангистау, Баянды, Кызылтобе, Даулет, Атамекен, Баскудык и Батыр.

Социальное развитие

Население, тыс. человек (на 1 октября 2022г.)	162,2
Родившиеся, человек (январь-сентябрь 2022г.)	3 587
Умершие, человек (январь-сентябрь 2022г.)	406
Прибыло, человек (январь-сентябрь 2022г.)	6 670
Выбыло, человек (январь-сентябрь 2022г.)	5 975
Заработная плата, тенге (III квартал 2022г.)	14 175
Величина прожиточного минимума, тенге (октябрь 2022г.)	66 664



Реальный сектор экономики

Показатели	Январь-октябрь 2022г. в % к январю-октябрю 2021г.	Январь-октябрь 2021г. в % к январю-октябрю 2020г.
Промышленность	110,0	113,5
Горнодобывающая	143,5	114,3
Обрабатывающая	138,3	100,0
Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	90,3	204,2
Водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	106,5	98,7
Розничная торговля	100,0	100,0
Ввод в действие жилых домов	47,6	101,8

Сельское хозяйство

Показатели	На 1 ноября 2022г.	В % к соответствующей дате предыдущего года
Численность скота и птицы, голов		
крупный рогатый скот	1 537	122,2
овцы	11 253	88,1
козы	5 482	92,1
свиньи	40	100,0
лошади	5 523	133,1
верблюды	5 840	127,1
птица	288 368	170,6

Показатели	На 1 ноября 2022г.	На 1 ноября 2021г.	В % к аналогичной дате предыдущего года
Количество зарегистрированных предприятий			
всего	1 017	953	106,7
из них:			
крупные	13	11	118,1
средние	13	16	81,2
малые	991	926	107,0
в том числе:			
Действующие	888	828	107,2
крупные	13	11	118,1
средние	13	16	81,2
малые	862	801	107,6

10.2 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами

В административном отношении месторождение Долинное находится на территории Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Мунайлинский район - район на западе Мангистауской области, вокруг города Актау. Административный центр - село Мангистау. В состав района входят 7 сельских округов: Мангистау, Баянды, Кызылтобе, Даулет, Атамекен, Баскудык и Батыр.

Социально-экономическая структура Мунайлинского района Мангистауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях. Дефицит плодородных земельных ресурсов в области обуславливает специфику развития социальной сферы и характер расселения населения. Наличие природных и трудовых ресурсов обуславливает развитие экономики региона. Экономика района имеет преимущественно нефтедобывающее направление. Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест для местного населения в период эксплуатации объекта увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов и, соответственно, повысится уровень жизни местного населения Мунайлинского района.

10.3 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Условия регионально-территориального природопользования при реализации проектных решений изменятся незначительно и соответствуют принятым направлениям внутренней политики Республики Казахстан, направленной на устойчивое развитие и экономический рост, основанный на росте производства. Основными объектами охраны являются недра, атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва, растительность, животный мир.

Охрана и рациональное использование недр

Эксплуатация месторождения неизбежно оказывает отрицательное воздействие на структуру недр. Разрушение земной поверхности при строительстве скважин, прокладке трубопроводов, множестве грунтовых дорог становится причиной развития промоин, оврагов, разрушения защитного почвенно-растительного слоя – это приводит к усилению дефляции, возникновению пыльных бурь, усилению переноса пылесолевых аэрозолей.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль над 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

разведочные (а впоследствии добывающие) 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.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны способствовать охране недр, 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. Разбуривание месторождения будет сопровождаться образованием большого количества отходов бурения. Запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты.

Охрана атмосферного воздуха

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

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

При эксплуатации месторождения основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- продуктов сгорания попутно-добываемого нефтяного газа в печах подогрева нефти, котельных установках и на дежурных горелках;
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения нефти, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при эксплуатации месторождения, являются: химреагенты, применяемые в процессе добычи углеводородов, нефть, газ, полученные при эксплуатации скважин; выхлопные газы, выделяющиеся при работе технологического оборудования (печи подогрева, котельные и факельные установки).

В процессе проведения работ должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования и мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения.

Мониторинговые исследования включают в себя мониторинг эмиссий промышленных площадок и мониторинг воздействия на границе санитарно-защитной зоны путем отбора проб с определением содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Охрана водных ресурсов

Потенциальными источниками загрязнения водных ресурсов 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 химических реагентов 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.

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 размещается на специально бетонированных площадках с установкой дренажных емкостей для сбора сточной воды и нефти, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

Охрана почвенно-растительного покрова

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при эксплуатации месторождения является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

При проведении работ основные нарушения почвенно-растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения почвенно-растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие 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 нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

При эксплуатации месторождения происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе строительства и эксплуатации скважин. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противоэрозийной устойчивостью. 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.

Охрана животного мира

На контрактной территории в результате проведения нефтегазовых операций возможно сокращения ареала обитания многих видов представителей дикой фауны. Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках: механическое воздействие при

строительных, буровых работах; временная или постоянная утрата мест обитания; химическое загрязнение почв и растительности; причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие возможного повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных.

10.4 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта

Эксплуатация месторождения может оказать как негативное, так и положительное воздействие на социально-экономические условия на территории.

Негативное воздействие может быть оказано при изменении условий землепользования на территории и создания дополнительной антропогенной нагрузки.

Положительное воздействие на социально-экономические условия на территории будет заключаться в следующем:

- увеличение экономического и промышленного потенциала региона;
- увеличение налоговых поступлений в местный бюджет;
- создание новых рабочих мест. Это является особенно значимым в связи с тем, что из-за отсутствия работы происходит отток молодежи с территории, в случае же обеспечения работой, молодые люди будут возвращаться, что положительно повлияет на развитие ближайших населенных пунктов;
- использование казахстанских материалов и оборудования;
- увеличение доходов населения;
- увеличение покупательской способности населения;
- увеличение уровня и качества жизни населения района, развитие инфраструктуры и социальной сферы;
- улучшение инвестиционной привлекательности территории.

С точки зрения воздействия на социально-экономические условия района можно констатировать, что возможность нежелательной дополнительной нагрузки на социально-бытовую инфраструктуру населенных пунктов района будет отсутствовать.

Согласно санитарно-гигиенической обстановке в районе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия, также неравномерное развитие объектов экономики по области, где основная промышленная инфраструктура области связана с городами.

При производственной деятельности на месторождении основными источниками загрязнения воздушного бассейна будут являться технологическое оборудование, однако при выполнении природоохранных мероприятий, технологического регламента и техники безопасности, не окажет неблагоприятного воздействия на здоровье населения ближайших населенных мест при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта.

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, не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды. Санитарно – защитная зона месторождения – 1000 метров, и в пределах СЗЗ населенных мест нет. Превышения по шуму более 80 дБ могут происходить в рабочей зоне непродолжительное время, на границе СЗЗ превышений пределов шумовых воздействий отмечаться не будет.

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 и, соответственно, повысится уровень жизни коренного населения района.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

10.5 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по Мангистауской области, остается стабильной.



За январь-декабрь 2022 г. наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей - 23181 случаев (в соответствующем периоде 2021 г. - 26237), туберкулез органов дыхания - 277 (271), другие кишечные инфекции - 53 (102), сифилис 45 (57), педикулез - 36 (45), чесотка - 42 (9), вирусные гепатиты - 9 (6).

За январь-декабрь 2022 г. подтверждено 5856 случаев коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 65 случаев бессимптомного инфицирования (COVID-2019).

Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями за январь-декабрь 2022 г. (по данным МОЦСЭЭ МЗ РК МО)

Период	туберкулез органов дыхания, кол-во случаев	ВИЧ-инфекция, кол-во случаев
Декабрь 2021 г.	15	6
Январь-декабрь 2021 г.	271	67
Декабрь 2022 г.	24	7
Январь-декабрь 2022 г.	277	78

Заболевания	Январь-декабрь 2022г. к январю-декабрю 2021г., в %	
	всего	из них дети до 14 лет
Другие кишечные инфекции уточненные	50,4	6,2

Заболевания	Январь-декабрь 2022г., кол-во случаев	Декабрь 2022г., кол-во случаев	Январь-декабрь 2022г. к январю-декабрю 2021г., в %	Декабрь 2022г. к декабрю 2021г., в %	Декабрь 2022г. к ноябрю 2021г., в %
Острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная					
всего	23181	3968	88,4	143,9	115,0
из них дети до 14 лет	14497	2476	89,5	141,6	116,3
сельская местность	-	-	-	-	-
Ветряная оспа					
всего	2537	104	в 2,1 раза	83,2	57,1
из них дети до 14 лет	2275	89	в 2,2 раза	74,2	54,6
сельская местность	-	-	-	-	-
Другие кишечные инфекции уточненные					
всего	53	2	50,4	66,7	33,3
из них дети до 14 лет	4	-	6,2	-	-
сельская местность	-	-	-	-	-
Функциональная диарея					
всего	69	-	98,6	-	-
из них дети до 14 лет	40	-	65,6	-	-
сельская местность	-	-	-	-	-

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.

10.6 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

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.

11 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

11.1 Ценность природных комплексов

Особо охраняемые природные территории расположенные в регионе

В пределах Мангистауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 19.07.2005 года № 746, расположены следующие особо охраняемые природные территории:

- Устюртский государственный природный заповедник;
- Актау-Бузачинский государственный природный заказник (зоологический);
- Каракие-Каракольский природный заказник (зоологический);
- Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона;
- Мангышлакский экспериментальный ботанический сад.

В настоящее время на территории Мангистауской области находятся 9 особо охраняемых природных территорий (ООПТ) (в отличие от 5 в 2009 г.): 1 государственный региональный природный парк, 1 государственный природный заповедник, 2 государственных природных заказника, 4 государственные заповедные зоны и 1 экспериментальный ботанический сад. В рамках отраслевой Программы «Жасыл даму» на 2010-2014 годы 22.06.2012 г. был создан государственный региональный природный парк «Кызылсай», 31.07.2012 г. - государственные заповедные зоны «Тасорпа» и «Жабайушкан», 24.12.2013 г. - государственная заповедная зона «Адамтас». Все эти объекты, в соответствии с постановлением Правительства РК № 1074 от 10.11.2006 г. включены в «Перечень особо охраняемых природных территорий республиканского значения». Имеется памятник природы «Ива Т.Г.Шевченко» - дерево посажено великим украинским поэтом, писателем и художником Т.Г.Шевченко в 1850 году в г. Форт-Шевченко.

Актау-Бузачинский заповедник занимает площадь 170000,0 гектар. Граница проходит от залива Актымсут на севере до поселка Сарыташ на юге.

Максимальная длина территории заказника с северо-запада на юго-восток равна 74 км, а ширина вне заказника с северо-запада на юго-восток равна 74 км, а ширина вне залива Кошак - 32 км. Граница заказника проходит от залива Актымсук через поселок Торлун (Турлен), колодец Тущецагыл выходит к шоссе Шевченко - Каражанбас у кладбища Кум. Далее по шоссе она идет до южного склона хребта Северный Актау и по нему через ущелье Шахбагатысай выходит на приморскую равнину. Затем по сухому руслу Шахбагатысай идет

до нижней террасы предгорной равнины, далее по краю террасы идет до оврага восточнее поселка Сарыташ и выходит к морю.

В растительном покрове заказника прослеживается некоторая зональность, что связано со структурой почв и различной степенью увлажненности. В основном растительность здесь представлена полынно и биургоново-изеневыми ассоциациями и наличием эфемеров. В оврагах и ущельях имеются заросли джингила, боярышника, колки, чия. В долинах Северного Актау доминирует полынь и изень.

Класс пресмыкающихся представлен здесь 15 видами, в том числе ядовитые - стрелозмея и щитомордик. Есть дрофы-джек и восточный стрепет; большой до 18 видов, отряд куликов, в том числе Сибирский большой кроншнеп, Северный вальдшнеп, бекас и дупель. Отряд гусиных насчитывает 26 названий - лебедь-шипун, лебедь-кликун, казарка, шилохвость, кряква, широконоска, черный турнеп, длинноносый крохаль и другие.

Более 30 хищных птиц - орлан-белохвост, стервятник, черный гриф, орел-могильник и другие. Водоплавающие, исключая некоторых куликов и чаек, у побережья Каспийского моря и на заливе Кочак останавливаются временно, на перелете, некоторые из них задерживаются при этом весной и осенью на продолжительное время - до месяца и более (фламинго, лебеди, утки, цапли). Повсеместно распространен заяц-песчаник. Численность песчаника подвергается резким колебаниям и находится, в основном, в обратной зависимости от численности лисиц и корсаков.

На территории заказника обитает около 200 лис и столько же корсаков. Очень редко встречаются хищники из семейства куньих - перевязка и ласка. Заметную численность имеет степной хорь. Волков здесь насчитывается до 50. И их численность превышает ту норму, которая для этого района необходима. Из кошачьих наиболее распространена пятнистая кошка. Изредка встречаются барханная кошка, манул. Есть свидетельства очевидцев о встрече с редким животным, занесенным в Международную Красную Книгу - каракалом. Территория заповедника часто посещается сайгаками, В некоторые годы в летнее время здесь пасутся тысячные стада этих животных.

И, пожалуй, главным богатством заповедника являются джейран и муфлон. Джейран держится в основном на Бузачах, в труднодоступных сорах, а муфлон обитает исключительно по хребту Северного Актау.

Из птиц обитателей заказника в Красную книгу занесены: лебедь-кликун, савка, краснозобая казарка, мраморный чирок, черный турпан, кудрявый пеликан, розовый пеликан, фламинго, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, каравайка, тонкоклювый

кроншнеп, чернобрюхий рябок, Джек, кречетка, стрепет, беркут, орлан-долгохвост, орлан-белохвост, стервятник, сапсан.

В Красной книге представлены следующие млекопитающие: четырехполосый полоз, пегий путрак, длинноиглый еж, перевязка, барханная кошка, манул, каракал, джейран, устьюртский баран.

Устьюртский государственный заповедник расположен на одноименном плато, в Каракиянском районе, к востоку от береговой зоны. Он создан в 1984 году на плато Устьюрт на юго-востоке в 150 км от города Жанаозен. Эта территория включает в себя часть плато Устьюрт с чинками, низкогорный хребет Карамаю и прилегающие к ним равнинные участки Мангистау, в том числе сор Кендерли. Территория составляет 223 тыс.га. Занимает часть западного чинка плато Устьюрт. Устьюртский биосферный заповедник самый большой, самый молодой в Казахстане.

Цель организации заповедника: охрана и бережение многих видов животных и растений, занесённых в Международную Красную книгу и Красную книгу Казахстана. Среди животных охране подлежит дикий баран (устьюртский муфлон), джейран, архар, каракал (хищник из семейства коша чьих), длинноиглый ёж, хорь-перевязка, четырёхполосный полоз. Из птиц: чернобрюхий рябок, кеклик, балобан, пустынная куропатка. Восстанавливается в заповеднике поголовье куланов, гепардов, медоедов, когда - то населявших эти места.

Здесь представлены все виды ландшафта чинки, плато, пески. Разнообразие почвы обуславливает формирование своеобразной флоры. На глинистых почвах преобладают биюргуновы, кейреуковы; на щебнистых тасбиюргуновы; на каменистых ежовниковы, полынные, вьюнковые, курчавковы; белобоялычевы и саксауловы: на солончаках реомюриево, поташниковы и сарсазановы сообщества.

На территории заповедника встречается около 270 видов растений. Из них 5 занесены в Красную Книгу: мягкоплодный критмолистный, катран беззубый, марена меловая, молочай твёрдобокальчатый и солянка хивинская.

Фауна – млекопитающие - 44 вида, в т.ч. грызунов – 17 видов, зайцеобразных – 1, хищных – 12, парнокопытных – 3, насекомоядных – 5, рукокрылых – 6. Птиц - 111 видов, из них гнездятся более 52 видов. Гербетофауна – 17 видов ящериц и 9 видов змей, один вид черепахи среднеазиатской. Серый варан внесен в Красную книгу. Из числа редких - устьюртский муфлон, длинноиглый еж, джейран, каракал, беркут, змеяд, стервятник, балобан.

Класс земноводные представлен 1 видом - жаба зелёная, класс пресмыкающиеся 22 видами, класс млекопитающие 45 видами, класс птицы 111 видами, включая пролетных. Из них в Красную книгу занесены: птиц - 11 видов: фламинго, балобан, сапсан, стервятник, степной орёл, беркут, филин, джек, змея, чернотелый рябок, каравайка; млекопитающих - 9 видов: устюртский муфлон джейран, каракал, манул, перевязка, барханный кот, медоед, белобрюхий стрелоух, гепард; пресмыкающихся - 1 вид: четырёхполосый полоз.

Карагие-Каракольский государственный (зоологический) заказник республиканского значения расположен на территории Каракиянского района Мангистауской области. Имеет площадь 137,5 тыс. га. Главная задача - сохранение уникальных ландшафтов, растительных сообществ и защиты своеобразного животного мира этого региона. Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник расположен в десяти километрах от города Актау.

Заказник основан в 1986 г. и включает вторую, после знаменитого Мертвого озера на Синае, самую глубокую точку планеты – впадину Карагие (132 м ниже уровня моря). Общая площадь заповедника 137,5 тыс. га. Объекты охраны - фламинго, стрепет, чернотелый рябок, длинноиглый еж, муфлон, джейран, каракалпакский барханный кот, а на озере Караколь - места гнездования птиц водно-болотного комплекса и зимовок лебедей и уток.

Озеро Караколь - обширное проточное мелководное водохранилище площадью более 5 тыс. га. с многочисленными островками. Занимает часть одноименного сора, расположенного в прибрежной полосе Каспийского моря в 10 км к юго-востоку от г. Актау. Озеро Караколь образовалось за счет сбросных вод предприятия ТОО «МАЭК-Казатомпром», которые выливались им «на поля» с 1967 года. Западная часть озера частично ограничена водозаборным каналом, а от Каспийского моря его отделяет полоса дюнных песков. Острова и берега озера со временем обросли тростником. По сбросному каналу в озеро проникли моллюски, черви, раки, рыба, что создало благоприятные условия для гнездования, зимовки и отдыха птиц различных видов.

Таким образом, озеро Караколь представляет собой яркий пример коэволюции – совместного развития человеческого общества и природы. Только лебедя-шипуна в отдельные зимы здесь насчитывали до 25 тыс. особей.

В течение года на Караколе бывает, в общей сложности, более 80 видов пернатых. Из них 21 вид занесены в Красную книгу Республики Казахстан, а несколько видов - даже в Международную Красную книгу. И как следствие, с 1986 г. озеро Караколь является частью особо охраняемой природной территории (ООПТ) «Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник республиканского значения».



Таким образом, в нынешнюю эпоху, когда человек максимально воздействует на природу, озеро Караколь представляет собой яркий пример мирного сосуществования человеческого общества и природы. Однако в настоящее время озеро Караколь, как это ни печально, не имеет ни службы охраны, ни егерского кордона.

То есть юридический статус ООПТ существует только формально. Только в разгар массовых миграций перелетных птиц на озере проводят рейдовые мероприятия сотрудники администрации заказника. Более того, несколько лет назад в тростниковых зарослях озера Караколь поселились шакалы. Не имея естественных врагов, шакал размножился в большом количестве, и разоряет гнезда птиц. Тревогу вызывают участвовавшие случаи браконьерства, и увеличивающееся число отдыхающих, которые оставляют после себя горы мусора.

В 50 км от Актау в восточной части Мангышлакского плато расположена одна из самых глубоких мировых впадин - впадина Карагие - обширная геологическая структура. Она находится на 132,0 м ниже уровня Мирового океана. Протяженность 60,0 км, ширина 30,0 км. Самая низкая точка - дно сухого соленого озера (сор Батыр) - 132,0 м. Третья впадина по глубине в мире. Наиболее живописный восточный борт впадины. Здесь можно встретить обнажения геологических пластов с костями ископаемых рыб (акул, китов, дельфинов и т.д.) Южная часть впадины относится к территории Карагие-Каракольского заказника, который также охраняет озеро Караколь. Имеются небольшие соленые родники. Место обитания горного барана.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона. Государственная заповедная зона - особо охраняемая природная территория с дифференцированными видами режима охраны, предназначенная для сохранения и восстановления объектов государственного природно-заповедного фонда и биологического разнообразия на земельных участках и акваториях, зарезервированных под государственные природные заповедники, государственные национальные природные парки, государственные природные резерваты.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона организована Постановлением Правительства РК от 25.03.2001 г № 382 и расположена на территории Каракиянского района Мангистауской области, ее территория составляет 1231000 гектаров.

Дрофа-красотка - редкая красивая птица, о которой многие слышали, но мало кто знает, что она представляет собой. Но самое главное - дрофа, или джек, как ее еще называют, находится под угрозой исчезновения. Из всех центральноазиатских стран эта птица по большей части сохранилась только в Казахстане, у нас обитает около 80 процентов всей популяции. А значит, и ответственность по ее сохранению на нас лежит огромная. Казахстан

остался практически единственным островком, где популяция дрофы еще сохранилась, хотя и у нас ее численность не увеличивается. За два года, по прогнозам ученых, количество особей должно вырастать на 20-30 процентов, но этого не происходит, так как ее активно истребляют в местах миграции, там, где она зимует.

Мангышлакский экспериментальный государственный ботанический сад основан Постановлением Совмина КазССР № 129 от 09.03.71 г., площадь его составляет 39,0 га. ДГП «Мангышлакский экспериментальный ботанический сад» ЦБИ МОН РК располагает коллекционными фондами древесных растений (284 вида и формы), цветочно-декоративных растений (396 таксонов), растений природной флоры Мангышлака (54 вида), плодовых растений (70 сортов). Генофонд растений, сконцентрированный в ботанических садах - генетический потенциал социального и экономического развития Республики. Постановлением Правительства Казахстана № 746 от 19 июля 2005 г. Экспериментальному Мангышлакскому ботаническому саду установлен статус особо охраняемых природных территорий республиканского значения. Функционирование таких объектов регламентируется Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях». Согласно статье 56 этого Закона - «государственный ботанический сад - особо охраняемая природная территория со статусом природоохранного и научно-исследовательского учреждения и дифференцированными по зонам режимами охраны, предназначенная для охраны, воспроизводства и использования растительного мира».

Заповедной зоной является акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана, до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга - прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган). Общая площадь Каспийской заповедной зоны составляет около 700 тыс.га.

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин с тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка). Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц. Здесь обитает более 190 видов животного мира, 20 из которых занесены в Красную книгу. Этот же район является местом обитания каспийского тюленя, роста и нагула молоди осетровых пород рыб, гнездования редких перелетных птиц и т.д.

Район расположения месторождения не входит в особо охраняемые природные территории Мангистауской области.



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.

В пределах Контрактной территории какие-либо памятники истории и культуры отсутствуют. При проведении любых работ в случае обнаружения каких-либо археологических находок должны быть поставлены в известность органы охраны памятников.

11.2 Комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта

11.2.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и необусловленные воздействия. 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:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при эксплуатации месторождения являются сепараторы, резервуары для нефти, насосы для нефти, нефтеналивные эстакады, печи подогрева, устьевые нагреватели, добывающие скважины. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;
5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы и на рельеф местности отсутствует;
6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе работы в штатных ситуациях и при авариях.

Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог, неконтролируемым расширением зон землеотвода и непроектными воздействиями на окружающую среду.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 11.2.1.1.

Таблица 11.2.1.1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Спецтехника и автотранспорт. Работа бурового оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Нарушение целостности геологической среды, в том числе подземных, при бурении скважин. Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров	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. Грифанообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Изъятие земель. Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Принятие административных мер для пресечения браконьерства. Строительство специальных ограждений.

Для *объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду* на данный проектный период 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 13 данного документа) 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 сведена в сводную таблицу 11.2.1.2.

Таблица 11.2.1.2 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Подземные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	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 (19,8)

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 составляет **19,8 балла**, т.е. результирующая значимость воздействия 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 при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды.

11.2.2 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 разведочных работах на контрактной территории представлены в таблице 11.2.2.1.

Таблица 11.2.2.1 – 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 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 (представлен в разделе 12 данного документа) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Мангистауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, от *средних* и до *высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента. Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 11.2.2.2.

Таблица 11.2.2.2 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:	-	-	-	-	-	-	+12	Высокое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Итого:	-	-	-	-	-	-	+19	Высокое положительное

11.3 Вероятность аварийных ситуаций (с учетом технического уровня объекта и наличия опасных природных явлений)

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 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 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 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.

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:

- ❖ природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- ❖ пластовые термобарические условия;
- ❖ состояние пласта;
- ❖ режим работы залежи;
- ❖ особенности геологического строения;
- ❖ 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.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- ❖ прорывы трубопроводной системы;
- ❖ коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- ❖ перебои в подаче сырья;
- ❖ выход из строя технологического оборудования;
- ❖ контакт персонала с опасными факторами производства;
- ❖ строительная техника и буровое оборудование;
- ❖ разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- ❖ добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла 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. Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. 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 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, не предусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

При аварийных разливах химических реагентов бурения 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.

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.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении и, транспортировки нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газозооушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории.

В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- ❖ образование токсичного облака;

- ❖ взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- ❖ пожар разлития (бассейновый пожар);
- ❖ струевое горение (факельный пожар);
- ❖ взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- ❖ токсическое поражение;
- ❖ воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- ❖ поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар),
- ❖ пожар разлития (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

Таблица 11.3.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/(м*год))	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

11.4. Прогноз последствий аварийных ситуаций для окружающей среды (включая недвижимое имущество и объекты историко-культурного наследия) и население

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 и население

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 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 разработке 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 распространению сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- 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 требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие возможных аварий на население

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для населения связаны со следующими процессами:

- ❖ открытое фонтанирование скважины;
- ❖ пожары;
- ❖ разгерметизация трубопроводов;
- ❖ разлив нефтепродуктов и тд.

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 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.

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.

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.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит также от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями.

Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта – агрессивности среды, коррозионной активности перекачиваемого продукта, применения ингибиторов, электрохимической защиты и т.д.

11.5. 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 в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану 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 Проектом, полностью соответствует 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 экологических 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, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

Безопасность жизнедеятельности

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, а также иных нормативных правовых актов РК.

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 пробной эксплуатации 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 системой 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 противотанковое 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, Областной департамент охраны общественного здоровья (Областная СЭС), Областная прокуратура, Областной Департамент экологии, 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 оснащена 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 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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 МОС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

12.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 12.1.1 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 12.1.2.

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 12.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

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

Таблица 12.1.2 - 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	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности



будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

12.2 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 12.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 12.2.1 - 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 12.2.1, 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 12.2.2.

Таблица 12.2.2 - 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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
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» утвержденная 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. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года.
12. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
13. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
14. «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена

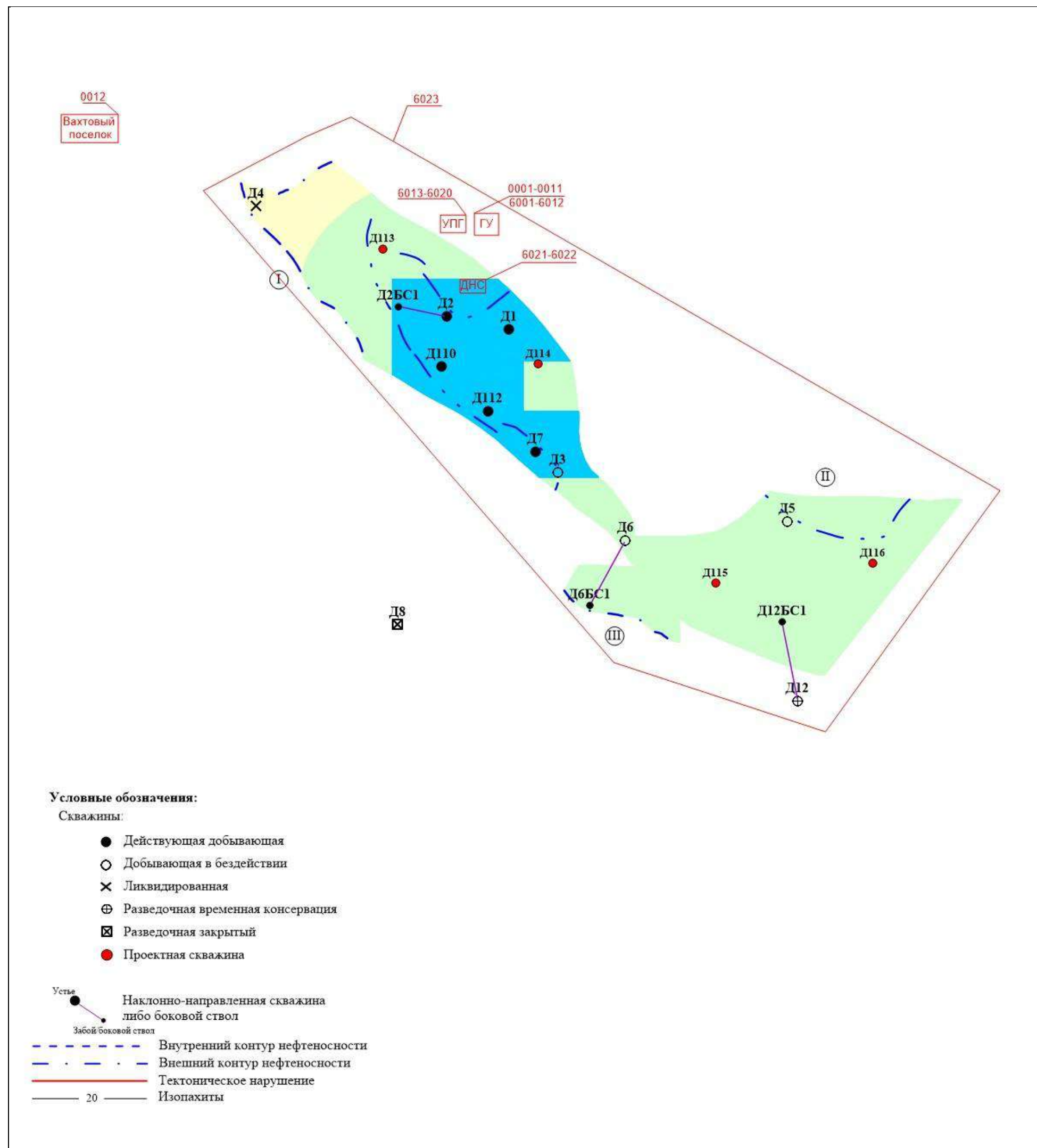
приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).

15. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
16. 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;
17. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
18. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
19. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
20. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
21. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
22. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
24. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
25. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
26. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.

27. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.
28. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
29. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 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», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99;
32. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
33. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
34. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
35. Статистические данные по Мангистауской области.
36. Отчет по производственному экологическому контролю для ТОО «Емир-Ойл» за II квартал 2023 года
37. Программа управления отходами (ПУО) для ТОО «Емир-Ойл» на 2023 год.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1





Схематическая карта расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на территории месторождения Долинное

ПРИЛОЖЕНИЕ 2



Расчеты выбросов загрязняющих веществ для 1-го варианта разработки

Источники №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3		
1.3.	Высота трубы	H	м	9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	75,0		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	653400		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,005		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8712		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,684
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	653400 * 1,005 / 8712		75,375
	Диоксид серы:					
	$P_{SO_2} = B(2S'b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0071
			г/с	0,0071 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0071 * 8712	/ 1000	0,0617
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H _{2S}	%			0,005
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 75 / 1000		0,1131
			г/с	0,1131 * 1000	/ 3600	0,0314
			т/год	0,1131 * 8712	/ 1000	0,9850
2.4.	Оксиды азота:					
	$P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$		кг/час	1053,1 * 0,0002		0,2410
	Диоксид азота:		г/с	0,2410 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0535
			т/год	0,2410 * 8712	/ 1000 * 0,8	1,6795
	Оксид азота:		г/с	0,2410 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0087
			т/год	0,2410 * 8712	/ 1000 * 0,13	0,2729
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V _r	м³/ч	7,84 * 1,1 * 75 * 1,62		1053,06
	$V_r = 7.84 * a * B * \Xi$, где		м³/с	1053,06 / 3600		0,2925
	коэф.избытка воздуха в уходящих	a				1,1
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);					
	энергетический эквивалент природного	Ξ				1,62
	газа (табл. 5.1, стр. 104)					
2.6.	Концентрация оксидов азота					
	в пересчете на NO ₂ :					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 1,361 * 1,1 ^{0.5} * 0,83 / 10 ⁻⁶		0,000229
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	$Q_{\phi} = 29.4 * \Xi * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,62 * 75 / 1		3589,961
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа	V _{ср} /V _r				0,83
	(принимается по таблице 5.1)	Q _ф /Q _p		3590 / 2637,7		1,3610
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с	(4 * 0,2925) / (3,14 * 0,09)		4,1403
	$w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$					

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0003-0004. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot p_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	7450,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	300	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	76,8		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,68		
				K _p ^{max}	0,97		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,5		
				n	95,1		
Плотность нефти				p _ж	0,7830	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	32,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	12,8228	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	12,0960	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	9,2914	8,7648
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	3,4365	3,2417
0602. Бензол	0,35	0,0449	0,0423
0621. Метилбензол	0,22	0,0282	0,0266
0616. Диметилбензол	0,17	0,0218	0,0206

Объем выбросов всего		0,00889
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	4,5294
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0005-0008. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	7450,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	300	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	76,8		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,68		
				K _p ^{max}	0,97		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,5		
				n	95,1		
Плотность нефти				ρ _ж	0,7830	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	32,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	12,8228	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	12,0960	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	9,2914	8,7648
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	3,4365	3,2417
0602. Бензол	0,35	0,0449	0,0423
0621. Метилбензол	0,22	0,0282	0,0266
0616. Диметилбензол	0,17	0,0218	0,0206

Объем выбросов всего		0,00889
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	4,5294
--	-----	--------

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0009-0010. Стояк налива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров		№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$		
Объем одного резервуара		V	50	м³			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B _{оз}	11175	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B _{вл}	11175	т			
Высота		h	4	м	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_c^{max} /3600$		
Диаметр		d	0,1	м			
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	0,9		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _c ^{max}	120	м³/час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	6,53	г/м³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4,96	г/т	
				Y _{вл}	4,96		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				G _{хр}	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				K _{нп}	0		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,1959	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,0998	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.сод.		Количество выбросов	
				Ci, % масс.		г/с	т/год
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46		0,1419	0,0723
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8		0,0525	0,0267
0602.Бензол				0,35		0,0007	0,0003
0621.Метилбензол				0,22		0,0004	0,0002
0616.Диметилбензол				0,17		0,0003	0,0002
Объем выбросов всего				0,0333		Средняя скорость газовой смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	
V=V _c ^{max} /3600		м³/с					
						м/с	4,2463

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 2 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник: 0011

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Наименование: **Факел. Эксплуатация техоборудования Долинное.**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	78.09	60.9456159	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	11.225	16.4203058	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	4.278	9.17722309	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.664	4.70511540	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.386	1.35484971	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	2.071	2.82258930	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	2.136	4.57323953	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.00064	0.00106112	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 20.55599652

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 1.005

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2296157$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2296157 \cdot (30 + 273) / 20.55599652)^{0.5} = 389.5451848$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.003921

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.003921 / (3.141592654 \cdot 0.2^2) = 0.124809306$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.003921 \cdot 1.005 = 3.940605$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000320398 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 20.5559965) = 72.44367833$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.149;



величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.07881
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00946
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00154
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00197
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00788

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 3.9406050 * (3.67 * 0.9984000 * 72.4436783 + 4.5732395) - 0.0788121 - 0.0019703 - 0.0078812 = 10.55160628$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000998358$$

где A_S – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_S – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000998358 * 3.940605 * 0.9984 = 0.000078557$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.001061125 * 3.940605 * (1-0.9984) = 6.690359e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 78.09 + 152 * 11.225 + 218 * 4.278 + 283 * 1.664 + 349 * 0.386 + 56 * 0.00064 = 9921.16084$$

где $[CH4]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.55599652)^{0.5} = 0.217625862$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.553066279$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.00064 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 1.553066279) = 10.91036714$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.91036714 = 11.91036714$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.4) = 1656.65858$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.39) = 1698.367774$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.003921 * 11.91036714 * (273 + 1698.367774) / 273 = 0.337230617$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.337230617 / 0.518^2 = 1.596140799$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$



где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8688;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.07881	2.46499
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.00946	0.29580
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.00154	0.04807
0410	Метан	0.00197	0.06162
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00788	0.24650
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00008	0.00246
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0.0000000669	0.0000021

Наименование: **Факел. ППР. Долинное**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	78.09	60.9456159	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	11.225	16.4203058	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	4.278	9.17722309	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.664	4.70511540	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.386	1.35484971	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	2.071	2.82258930	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	2.136	4.57323953	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.00064	0.00106112	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 20.55599652

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 1.005

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2296157$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2296157 * (30 + 273) / 20.55599652)^{0.5} = 389.5451848$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.583742

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.583742 / (3.141592654 * 0.2^2) = 18.58108496$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.583742 * 1.005 = 586.66071$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.047699434 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.5559965) = 72.44367833$$

где x_i – число атомов углерода;



$[нег]_O$ – общее содержание негорючих примесей, %: 0.149;

величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	11.73321
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	1.40799
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.22880
0410	Метан (727*)	0.0005	0.29333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.17332

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 586.6607100 * (3.67 * 0.9984000 * 72.4436783 + 4.5732395) - 11.7332142 - 0.2933304 - 1.1733214 = 1570.878795$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000998358$$

где A_S – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_S – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000998358 * 586.66071 * 0.9984 = 0.011695205$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.001061125 * 586.66071 * (1-0.9984) = 0.00000996$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 78.09 + 152 * 11.225 + 218 * 4.278 + 283 * 1.664 + 349 * 0.386 + 56 * 0.00064 = 9921.16084$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.55599652)^{0.5} = 0.217625862$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.553066279$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.00064 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 1.553066279) = 10.91036714$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.91036714 = 11.91036714$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.4) = 1656.65858$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.39) = 1698.367774$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.583742 * 11.91036714 * (273 + 1698.367774) / 273 = 50.20547688$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 50.20547688 / 0.518^2 = 237.6267335$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$



где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 72;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	11.73321	3.04125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1.40799	0.36495
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.22880	0.05930
0410	Метан	0.29333	0.07603
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	1.17332	0.30412
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.01170	0.00303
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0.00000996	0.00000258

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	11.81202	5.50624
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1.41745	0.66075
0304	Азот (II) оксид	0.23034	0.10737
0410	Метан	0.29530	0.13765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	1.18120	0.55062
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.01178	0.00549
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	0.00000468

Источник №6001. Дренажная емкость

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 50 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0145
	Всего	г/с		0,014 *1000 / 3600		0,0040
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0029
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0011
	0602. Бензол	%	0,35			0,000014
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000009
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000007
	Всего	т/год		0,0040 /1000000 * 3600* 8760		0,1268
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0919
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0340
	0602. Бензол	%	0,35			0,000444
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000279
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000216

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6002 - Площадка узла сбора и отгрузки нефти

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	1,83	0,08	198	393	мг/с	25,99260
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02599
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,81970
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,01883	0,59396
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00697	0,21968
0602. Бензол			0,35		0,00009	0,00287
0621. Метилбензол			0,22		0,00006	0,00180
0616. Диметилбензол			0,17		0,00004	0,00139
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	52	104	мг/с	89,44988
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08945
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,82089
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			98,2		0,08784	2,77012
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			1,8		0,00161	0,05078
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,10667	3,36407
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,00858	0,27046
0602. Бензол					0,00009	0,00287
0621. Метилбензол					0,00006	0,00180
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00139

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6003-6004. Нефтегазосепаратор

№ 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	4000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	100		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(4000 * 100 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,8395
	Всего	г/с		0,840 *1000 / 3600		0,2332
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1690
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0625
	0602. Бензол	%	0,35			0,0008
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0005
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0004
	Всего	т/год		0,2332 /1000000 * 3600* 8760		7,3542
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			5,3289
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			1,9709
	0602. Бензол	%	0,35			0,0257
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0162
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0125

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6005-6006. Дренажная емкость

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		1,6		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 25 /1011) ^{0.8} / 1,6		0,0030
	Всего	г/с		0,003 *1000 / 3600		0,0008
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0006
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0002
	0602. Бензол	%	0,35			0,000003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000002
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0008 /1000000 * 3600* 8760		0,0260
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0188
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0070
	0602. Бензол	%	0,35			0,000091
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000057
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000044

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 дренажную емкость. всего - 2 ед.



Источник №6007. Насосы центробежные №1

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	5		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 5 / 3,6$	0,06944
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,05032
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,01861
0602	бензол		%	0,35		0,00024
0621	метилбензол		%	0,22		0,00015
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00012
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 5 * 8760,0 * 0,001$	2,19000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		1,58687
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,58692
0602	бензол		%	0,35		0,00767
0621	метилбензол		%	0,22		0,00482
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00372
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6008. Конденсатосборник №1

№ 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	50		
1.2	Объем аппарата	V	м3	2,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kd		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / Kd$	
2.1		П	кг/час	$0,004(50 * 2,5 / 1011)^{0,8} / 0,57$		0,0013
	Всего	г/с		$0,001 * 1000 / 3600$		0,0004
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0003
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0001
	0602. Бензол	%	0,35			0,000001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000001
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		$0,0004 / 1000000 * 3600 * 8760$		0,0115
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0084
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0031
	0602. Бензол	%	0,35			0,000040
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000025
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000020

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник №6009. Насосы центробежные №2

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	5		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 5 / 3,6$	0,06944
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,05032
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,01861
0602	бензол		%	0,35		0,00024
0621	метилбензол		%	0,22		0,00015
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00012
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 5 * 8760,0 * 0,001$	2,19000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		1,58687
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,58692
0602	бензол		%	0,35		0,00767
0621	метилбензол		%	0,22		0,00482
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00372
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6010-Площадка компрессора

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} * \Pi_{зр} * 0,293 + n_{ф} * \Pi_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	0	2	мг/с	0,01200
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,000012
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00038
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,000009	0,000277
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0000032	0,000101

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6011-Площадка Газосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} * \Pi_{зр} * 0,293 + n_{ф} * \Pi_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	4	5	мг/с	6,86276
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,0068628
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,216424
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,00502	0,15842
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00184	0,05800

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6012-Межплощадочные трубопроводы

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	13	0	мг/с	22,20647
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02221
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,70030
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,0163	0,5126
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0060	0,1877

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013-Площадка узла врезки газа

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	2	4	мг/с	3,44038
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00344
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,10850
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00344	0,10850

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014-Площадка узла учета газа

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	4	8	мг/с	6,88076
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00688
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,21699
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00688	0,21699

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6015-Площадка сепаратора эжекторного блока

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	2	14	мг/с	3,50038
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00350
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,11039
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00350	0,11039

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016-Площадка Сепаратора "газ-вода"

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	13	26	мг/с	22,36247
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02236
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,70522
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02236	0,70522

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6017-Площадка дренажной емкости для ДЭГ

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	3	9	мг/с	5,17857
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00518
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16331
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00518	0,16331

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6018-6019. Конденсатосборник №1 и №3

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	2,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 2,5 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0013
	Всего	г/с		0,001 *1000 / 3600		0,0004
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0003
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0001
	0602. Бензол	%	0,35			0,000001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000001
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0004 /1000000 * 3600* 8760		0,0115
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0084
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0031
	0602. Бензол	%	0,35			0,000040
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000025
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000020

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 конденсатосборник. всего - 2 ед.

Источник №6020. Конденсатосборник №2

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	0,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 0,5 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0004
	Всего	г/с		0,000 *1000 / 3600		0,00010
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0001
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00003
	0602. Бензол	%	0,35			0,0000004
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0000002
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0000002
	Всего	т/год		0,0001 /1000000 * 3600* 8760		0,0032
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0023
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0009
	0602. Бензол	%	0,35			0,000011
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000007
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000005

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 конденсатосборник. всего - 2 ед.



Источник №6021.Тест-сепаратор

№ 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	4000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	100		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(4000 * 100 /1011) ^{0,8} / 0,57		0,8395
	Всего	г/с		0,840 *1000 / 3600		0,2332
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,16898
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,06250
	0602. Бензол	%	0,35			0,00082
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00051
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,00040
	Всего	т/год		0,2332 /1000000 * 3600* 8760		7,3542
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			5,32886
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			1,97093
	0602. Бензол	%	0,35			0,02574
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,01618
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,01250

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6022 - Площадка гребенки

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,07 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	1,83	0,08	32	64	мг/с	4,20160
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00420
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,13250
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00304	0,09601
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00113	0,03551
0602. Бензол			0,35		0,00001	0,00046
0621. Метилбензол			0,22		0,00001	0,00029
0616. Диметилбензол			0,17		0,00001	0,00023

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источники №0012. Печь для отопления вахтового поселка

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	35,00		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	153720		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,005		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	4392		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,684
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	153720	* 1,005 / 4392	35,175
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 35 / 1000	0,0528
			г/с	0,0528	* 1000 / 3600	0,0147
			т/год	0,0528	* 4392 / 1000	0,2317
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	455,0	* 0,0001	0,0472
			г/с	0,0472	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0105
			т/год	0,0472	* 4392 / 1000 * 0,8	0,1657
	Оксид азота:		г/с	0,0472	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0017
			т/год	0,0472	* 4392 / 1000 * 0,13	0,0269
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,1 * 35 * 1,50 455,02 / 3600		455,02 0,1264
		a				1,1
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\phi} / Q_p * \Delta^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,588 * 1,1 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,00010
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\phi} = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 35 / 1		1551,218
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		1551 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,1264) / (3,14 * 0,09)		1,7890

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №6023 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	1,83	0,08	12	9	мг/с	1,55160
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00155
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,04893
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00112	0,03546
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00042	0,01311
0602. Бензол			0,35		0,00001	0,00017
0621. Метилбензол			0,22		0,000003	0,00011
0616. Диметилбензол			0,17		0,000003	0,00008
Расчет выбросов на 9 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	1,83	0,08	108	81	мг/с	13,96440
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,01396
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,44038
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,01012	0,31910
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00374	0,11802
0602. Бензол			0,35		0,00005	0,00154
0621. Метилбензол			0,22		0,00003	0,00097
0616. Диметилбензол			0,17		0,00002	0,00075

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



**Расчеты выбросов загрязняющих веществ для 2-го варианта разработки
(рекомендуемый)**

Источники №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3		
1.3.	Высота трубы	H	м	9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	75,0		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	653400		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,005		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8712		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2637,684
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	653400	* 1,005 / 8712	75,375
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S^1b + 1.88(H_2S)(1-b)) \cdot 10^{-2}$		кг/час			0,0071
			г/с	0,0071	* 1000 / 3600	0,0020
			т/год	0,0071	* 8712 / 1000	0,0617
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,005
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 75 / 1000	0,1131
			г/с	0,1131	* 1000 / 3600	0,0314
			т/год	0,1131	* 8712 / 1000	0,9850
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	1053,1	* 0,0002	0,2410
			г/с	0,2410	* 1000 / 3600 * 0,8	0,0535
			т/год	0,2410	* 8712 / 1000 * 0,8	1,6795
	Оксид азота:		г/с	0,2410	* 1000 / 3600 * 0,13	0,0087
			т/год	0,2410	* 8712 / 1000 * 0,13	0,2729
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \Delta$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 1053,06	* 1,1 * 75 * 1,62 / 3600	1053,06 0,2925
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 \cdot (180 + 60b) \cdot Q_{\phi} / Q_p \cdot A^{0.5} \cdot V_{cr} / V_r \cdot 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180	* 1,361 * 1,1 ^{0.5} * 0,83 / 10 ⁶	0,000229
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\phi} = 29.4 \cdot \Delta \cdot B / n$	Q _φ	МДж/час	29,4	* 1,62 * 75 / 1	3589,961
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		3590	/ 2637,7	0,83
2.9.	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2925)	/ (3,14 * 0,09)	4,1403

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0003-0004. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot p_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	9800,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	300	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	76,8		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,68		
				K _p ^{max}	0,97		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	125,2		
Плотность нефти				p _ж	0,7830	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	32,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	12,8228	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	14,3204	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	9,2914	10,3765
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	3,4365	3,8379
0602. Бензол	0,35	0,0449	0,0501
0621. Метилбензол	0,22	0,0282	0,0315
0616. Диметилбензол	0,17	0,0218	0,0243

Объем выбросов всего		0,00889
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	4,5294
--	-----	--------

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0005-0008. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	9800,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	300	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	76,8		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,68		
				K _p ^{max}	0,97		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	125,2		
Плотность нефти				ρ _ж	0,7830	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	32,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	12,8228	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	14,3204	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Si, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	9,2914	10,3765
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	3,4365	3,8379
0602. Бензол	0,35	0,0449	0,0501
0621. Метилбензол	0,22	0,0282	0,0315
0616. Диметилбензол	0,17	0,0218	0,0243

Объем выбросов всего		0,00889
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	4,5294
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0009-0010. Стояк налива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): Gт/год=(Yоз*Bоз+Yвл*Bвл)*Kp^{max}/1000000+Gхр*Kнп		
Объем одного резервуара		V	50	м ³			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		Bоз	14700	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		Bвл	14700	т			
Высота		h	4	м	Максимально-разовый выброс: M=C1*Kp^{max}*Vч^{max} /3600		
Диаметр		d	0,1	м			
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				Kp ^{max}	0,9		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				Vч ^{max}	120	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C1	6,53	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Yоз	4,96	г/т	
				Yвл	4,96		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				Gхр	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				Kнп	0		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,1959	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,1312	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.сод.		Количество выбросов	
				Ci, % масс.		г/с	т/год
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46		0,1419	0,0951
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8		0,0525	0,0352
0602.Бензол				0,35		0,0007	0,0005
0621.Метилбензол				0,22		0,0004	0,0003
0616.Диметилбензол				0,17		0,0003	0,0002
Объем выбросов всего				0,0333		Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d ²)	
V=Vч ^{max} /3600		м ³ /с					
						м/с	4,2463

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 2 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник: 0011

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Наименование: **Факел. Эксплуатация техоборудования Долинное.**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	78.09	60.9456159	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	11.225	16.4203058	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	4.278	9.17722309	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.664	4.70511540	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.386	1.35484971	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	2.071	2.82258930	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	2.136	4.57323953	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.00064	0.00106112	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 20.55599652

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 1.005

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2296157$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2296157 \cdot (30 + 273) / 20.55599652)^{0.5} = 389.5451848$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.003921

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.003921 / (3.141592654 \cdot 0.2^2) = 0.124809306$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.003921 \cdot 1.005 = 3.940605$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000320398 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 20.5559965) = 72.44367833$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.149;



величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.07881
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00946
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00154
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00197
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00788

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 3.9406050 * (3.67 * 0.9984000 * 72.4436783 + 4.5732395) - 0.0788121 - 0.0019703 - 0.0078812 = 10.55160628$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000998358$$

где A_S – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_S – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000998358 * 3.940605 * 0.9984 = 0.000078557$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.001061125 * 3.940605 * (1-0.9984) = 6.690359e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 78.09 + 152 * 11.225 + 218 * 4.278 + 283 * 1.664 + 349 * 0.386 + 56 * 0.00064 = 9921.16084$$

где $[CH4]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.55599652)^{0.5} = 0.217625862$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.553066279$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.00064 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 1.553066279) = 10.91036714$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.91036714 = 11.91036714$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.4) = 1656.65858$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.39) = 1698.367774$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.003921 * 11.91036714 * (273 + 1698.367774) / 273 = 0.337230617$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.337230617 / 0.518^2 = 1.596140799$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$



где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8688;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.07881	2.46499
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.00946	0.29580
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.00154	0.04807
0410	Метан	0.00197	0.06162
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00788	0.24650
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00008	0.00246
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0.0000000669	0.0000021

Наименование: **Факел. ППР. Долинное**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	78.09	60.9456159	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	11.225	16.4203058	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	4.278	9.17722309	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.664	4.70511540	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.386	1.35484971	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	2.071	2.82258930	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	2.136	4.57323953	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.00064	0.00106112	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 20.55599652

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 1.005

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2296157$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2296157 * (30 + 273) / 20.55599652)^{0.5} = 389.5451848$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.583742

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.583742 / (3.141592654 * 0.2^2) = 18.58108496$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.583742 * 1.005 = 586.66071$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.047699434 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.5559965) = 72.44367833$$

где x_i – число атомов углерода;



$[нег]_O$ – общее содержание негорючих примесей, %: 0.149;

величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	11.73321
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	1.40799
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.22880
0410	Метан (727*)	0.0005	0.29333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.17332

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 586.6607100 * (3.67 * 0.9984000 * 72.4436783 + 4.5732395) - 11.7332142 - 0.2933304 - 1.1733214 = 1570.878795$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000998358$$

где A_S – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_S – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000998358 * 586.66071 * 0.9984 = 0.011695205$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.001061125 * 586.66071 * (1-0.9984) = 0.00000996$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 78.09 + 152 * 11.225 + 218 * 4.278 + 283 * 1.664 + 349 * 0.386 + 56 * 0.00064 = 9921.16084$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.55599652)^{0.5} = 0.217625862$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.553066279$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.00064 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 1.553066279) = 10.91036714$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.91036714 = 11.91036714$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.4) = 1656.65858$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.39) = 1698.367774$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.583742 * 11.91036714 * (273 + 1698.367774) / 273 = 50.20547688$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 50.20547688 / 0.518^2 = 237.6267335$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$



где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 72;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	11.73321	3.04125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1.40799	0.36495
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.22880	0.05930
0410	Метан	0.29333	0.07603
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	1.17332	0.30412
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.01170	0.00303
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0.00000996	0.00000258

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	11.81202	5.50624
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1.41745	0.66075
0304	Азот (II) оксид	0.23034	0.10737
0410	Метан	0.29530	0.13765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	1.18120	0.55062
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.01178	0.00549
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	0.00000468

Источник №6001. Дренажная емкость

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 50 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0145
	Всего	г/с		0,014 *1000 / 3600		0,0040
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0029
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0011
	0602. Бензол	%	0,35			0,000014
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000009
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000007
	Всего	т/год		0,0040 /1000000 * 3600* 8760		0,1268
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0919
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0340
	0602. Бензол	%	0,35			0,000444
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000279
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000216

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник №6002 - Площадка узла сбора и отгрузки нефти

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	1,83	0,08	198	393	мг/с	25,99260
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02599
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,81970
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,01883	0,59396
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00697	0,21968
0602. Бензол			0,35		0,00009	0,00287
0621. Метилбензол			0,22		0,00006	0,00180
0616. Диметилбензол			0,17		0,00004	0,00139
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	52	104	мг/с	89,44988
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08945
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,82089
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			98,2		0,08784	2,77012
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			1,8		0,00161	0,05078
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,10667	3,36407
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,00858	0,27046
0602. Бензол					0,00009	0,00287
0621. Метилбензол					0,00006	0,00180
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00139

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6003-6004. Нефтегазосепаратор

№ 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	4000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	100		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(4000 * 100 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,8395
	Всего	г/с		0,840 *1000 / 3600		0,2332
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1690
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0625
	0602. Бензол	%	0,35			0,0008
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0005
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0004
	Всего	т/год		0,2332 /1000000 * 3600* 8760		7,3542
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			5,3289
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			1,9709
	0602. Бензол	%	0,35			0,0257
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0162
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0125

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6005-6006. Дренажная емкость

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		1,6		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 25 /1011) ^{0.8} / 1,6		0,0030
	Всего	г/с		0,003 *1000 / 3600		0,0008
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0006
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0002
	0602. Бензол	%	0,35			0,000003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000002
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0008 /1000000 * 3600* 8760		0,0260
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0188
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0070
	0602. Бензол	%	0,35			0,000091
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000057
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000044

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 дренажную емкость. всего - 2 ед.



Источник №6007. Насосы центробежные №1

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	5		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 5 / 3,6$	0,06944
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,05032
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,01861
0602	бензол		%	0,35		0,00024
0621	метилбензол		%	0,22		0,00015
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00012
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 5 * 8760,0 * 0,001$	2,19000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		1,58687
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,58692
0602	бензол		%	0,35		0,00767
0621	метилбензол		%	0,22		0,00482
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00372
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6008. Конденсатосборник №1

№ 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	50		
1.2	Объем аппарата	V	м3	2,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / Kд$	
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 2,5 /1011) ^{0,8} / 0,57		0,0013
	Всего	г/с		0,001 *1000 / 3600		0,0004
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0003
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0001
	0602. Бензол	%	0,35			0,000001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000001
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0004 /1000000 * 3600* 8760		0,0115
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0084
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0031
	0602. Бензол	%	0,35			0,000040
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000025
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000020

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник №6009. Насосы центробежные №2

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	5		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 5 / 3,6$	0,06944
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,05032
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,01861
0602	бензол		%	0,35		0,00024
0621	метилбензол		%	0,22		0,00015
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00012
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 5 * 8760,0 * 0,001$	2,19000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		1,58687
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,58692
0602	бензол		%	0,35		0,00767
0621	метилбензол		%	0,22		0,00482
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00372
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6010-Площадка компрессора

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	0	2	мг/с	0,01200
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,000012
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00038
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,000009	0,000277
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0000032	0,000101

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6011-Площадка Газосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	4	5	мг/с	6,86276
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,0068628
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,216424
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,00502	0,15842
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00184	0,05800

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6012-Межплощадочные трубопроводы

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	13	0	мг/с	22,20647
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02221
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,70030
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,0163	0,5126
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0060	0,1877

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013-Площадка узла врезки газа

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	2	4	мг/с	3,44038
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00344
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,10850
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00344	0,10850

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014-Площадка узла учета газа

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	4	8	мг/с	6,88076
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00688
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,21699
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00688	0,21699

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6015-Площадка сепаратора эжекторного блока

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	2	14	мг/с	3,50038
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00350
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,11039
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00350	0,11039

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016-Площадка Сепаратора "газ-вода"

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	13	26	мг/с	22,36247
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02236
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,70522
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02236	0,70522

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6017-Площадка дренажной емкости для ДЭГ

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	3	9	мг/с	5,17857
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00518
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16331
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00518	0,16331

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6018-6019. Конденсатосборник №1 и №3

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	2,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 2,5 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0013
	Всего	г/с		0,001 *1000 / 3600		0,0004
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0003
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0001
	0602. Бензол	%	0,35			0,000001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000001
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0004 /1000000 * 3600* 8760		0,0115
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0084
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0031
	0602. Бензол	%	0,35			0,000040
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000025
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000020

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 конденсатосборник. всего - 2 ед.

Источник №6020. Конденсатосборник №2

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	0,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 0,5 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0004
	Всего	г/с		0,000 *1000 / 3600		0,00010
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0001
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00003
	0602. Бензол	%	0,35			0,0000004
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0000002
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0000002
	Всего	т/год		0,0001 /1000000 * 3600* 8760		0,0032
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0023
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0009
	0602. Бензол	%	0,35			0,000011
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000007
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000005

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 конденсатосборник. всего - 2 ед.



Источник №6021.Тест-сепаратор						
№ 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	4000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	100		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(4000 * 100 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,8395
	Всего	г/с		0,840 *1000 / 3600		0,2332
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,16898
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,06250
	0602. Бензол	%	0,35			0,00082
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00051
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,00040
	Всего	т/год		0,2332 /1000000 * 3600* 8760		7,3542
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			5,32886
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			1,97093
	0602. Бензол	%	0,35			0,02574
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,01618
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,01250

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6022 - Площадка гребенки						
Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * П_{\text{зр}} * 0,07 + n_{\text{ф}} * П_{\text{ф}} * 0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	1,83	0,08	32	64	мг/с	4,20160
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00420
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,13250
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00304	0,09601
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00113	0,03551
0602. Бензол			0,35		0,00001	0,00046
0621. Метилбензол			0,22		0,00001	0,00029
0616. Диметилбензол			0,17		0,00001	0,00023

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источники №0012. Печь для отопления вахтового поселка

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	35,00		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	153720		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,005		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	4392		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,684
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	153720 * 1,005 / 4392		35,175
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 35 / 1000		0,0528
			г/с	0,0528 * 1000 / 3600		0,0147
			т/год	0,0528 * 4392 / 1000		0,2317
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	455,0 * 0,0001		0,0472
			г/с	0,0472 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0105
			т/год	0,0472 * 4392 / 1000 * 0,8		0,1657
	Оксид азота:		г/с	0,0472 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0017
			т/год	0,0472 * 4392 / 1000 * 0,13		0,0269
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,1 * 35 * 1,50 455,02 / 3600		455,02 0,1264
		a				1,1
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\phi} / Q_p * A^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,588 * 1,1 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,00010
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\phi} = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 35 / 1		1551,218
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сr} /V _r		1551 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,1264) / (3,14 * 0,09)		1,7890

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №6023 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	1,83	0,08	12	9	мг/с	1,55160
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00155
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,04893
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00112	0,03546
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00042	0,01311
0602. Бензол			0,35		0,00001	0,00017
0621. Метилбензол			0,22		0,000003	0,00011
0616. Диметилбензол			0,17		0,000003	0,00008
Расчет выбросов на 13 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	1,83	0,08	156	117	мг/с	20,17080
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02017
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,63611
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,01462	0,46092
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00541	0,17048
0602. Бензол			0,35		0,00007	0,00223
0621. Метилбензол			0,22		0,00004	0,00140
0616. Диметилбензол			0,17		0,00003	0,00108

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Расчеты выбросов загрязняющих веществ для 3-го варианта разработки

Источники №0001-0002. Печь подогрева ПП-0,63

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3		
1.3.	Высота трубы	H	м	9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	75,0		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	653400		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,005		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8712		
2.	Расчет:					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,684
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	653400 * 1,005 / 8712		75,375
	Диоксид серы: $P_{SO_2} = B(2S^*b + 1.88(H_2S)(1-b)) * 10^{-2}$		кг/час			0,0071
			г/с	0,0071 * 1000	/ 3600	0,0020
			т/год	0,0071 * 8712	/ 1000	0,0617
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H ₂ S	%			0,005
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 75 / 1000		0,1131
			г/с	0,1131 * 1000	/ 3600	0,0314
			т/год	0,1131 * 8712	/ 1000	0,9850
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = V_r * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	1053,1 * 0,0002		0,2410
			г/с	0,2410 * 1000	/ 3600 * 0,8	0,0535
			т/год	0,2410 * 8712	/ 1000 * 0,8	1,6795
	Оксид азота:		г/с	0,2410 * 1000	/ 3600 * 0,13	0,0087
			т/год	0,2410 * 8712	/ 1000 * 0,13	0,2729
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч м³/с	7,84 * 1,1 * 75 * 1,62 1053,06 / 3600		1053,06 0,2925
		a				1,1
		Э				1,62
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q_{\phi} / Q_p * \Delta^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 1,361 * 1,1 ^{0.5} * 0,83 / 10 ⁻⁶		0,000229
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\phi} = 29.4 * \text{Э} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,62 * 75 / 1		3589,961
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{ср} /V _r		3590 / 2637,7		0,83
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2925) / (3,14 * 0,09)		4,1403

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источники №0003-0004. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	10766,6667	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	300	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	76,8		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,68		
				K _p ^{max}	0,97		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	137,5		
Плотность нефти				ρ _ж	0,7830	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V _ч ^{max}	32,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	12,8228	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	15,7329	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	9,2914	11,4001
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	3,4365	4,2164
0602. Бензол	0,35	0,0449	0,0551
0621. Метилбензол	0,22	0,0282	0,0346
0616. Диметилбензол	0,17	0,0218	0,0267

Объем выбросов всего		0,00889
V = V _ч ^{max} / 3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	4,5294
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0005-0008. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	10766,6667	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	300	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	76,8		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K _t ^{max}	1,1		
				K _t ^{min}	0,74		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K _B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K _p ^{cp}	0,68		
				K _p ^{max}	0,97		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K _{OB}	1,35		
				n	137,5		
Плотность нефти				ρ _ж	0,7830	т/м³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V _ч ^{max}	32,0	м³/час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	12,8228	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	15,7329	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Сi, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	9,2914	11,4001
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	3,4365	4,2164
0602. Бензол	0,35	0,0449	0,0551
0621. Метилбензол	0,22	0,0282	0,0346
0616. Диметилбензол	0,17	0,0218	0,0267

Объем выбросов всего		0,00889
V = V _ч ^{max} / 3600	м³/с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	4,5294
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0009-0010. Стояк налива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{хр}*K_{нп}$			
Объем одного резервуара	V	50	м³				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B _{оз}	16150	т				
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B _{вл}	16150	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_c^{max} /3600$			
Высота	h	4	м				
Диаметр	d	0,1	м				
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K _p ^{max}	0,9		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V _c ^{max}	120	м³/час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C ₁	6,53	г/м³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y _{оз}	4,96	г/т	
				Y _{вл}	4,96		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				G _{хр}	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				K _{нп}	0		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,1959	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,1442	т/год		
Наименование ЗВ				Масс.сод.		Количество выбросов	
				Ci, % масс.		г/с	т/год
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46		0,1419	0,1045
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8		0,0525	0,0386
0602.Бензол				0,35		0,0007	0,0005
0621.Метилбензол				0,22		0,0004	0,0003
0616.Диметилбензол				0,17		0,0003	0,0002
Объем выбросов всего				0,0333		Средняя скорость газовой смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	
V=V _c ^{max} /3600	м³/с						
						м/с	4,2463

Расчет выполнен на 1 стояк налива, всего 2 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник: 0011

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Наименование: **Факел. Эксплуатация техоборудования Долинное.**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	78.09	60.9456159	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	11.225	16.4203058	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	4.278	9.17722309	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.664	4.70511540	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.386	1.35484971	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	2.071	2.82258930	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	2.136	4.57323953	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.00064	0.00106112	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 20.55599652

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 1.005

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.2296157$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.2296157 \cdot (30 + 273) / 20.55599652)^{0.5} = 389.5451848$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.003921

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 \cdot B / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.003921 / (3.141592654 \cdot 0.2^2) = 0.124809306$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot B \cdot R_o = 1000 \cdot 0.003921 \cdot 1.005 = 3.940605$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000320398 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 20.5559965) = 72.44367833$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.149;



величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.07881
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00946
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00154
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00197
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00788

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 3.9406050 * (3.67 * 0.9984000 * 72.4436783 + 4.5732395) - 0.0788121 - 0.0019703 - 0.0078812 = 10.55160628$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000998358$$

где A_S – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_S – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000998358 * 3.940605 * 0.9984 = 0.000078557$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.001061125 * 3.940605 * (1-0.9984) = 6.690359e-8$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{HT} , ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{HT} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 78.09 + 152 * 11.225 + 218 * 4.278 + 283 * 1.664 + 349 * 0.386 + 56 * 0.00064 = 9921.16084$$

где $[CH4]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.55599652)^{0.5} = 0.217625862$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.553066279$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.00064 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 1.553066279) = 10.91036714$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.91036714 = 11.91036714$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.4) = 1656.65858$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.39) = 1698.367774$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.003921 * 11.91036714 * (273 + 1698.367774) / 273 = 0.337230617$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.337230617 / 0.518^2 = 1.596140799$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$



где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8688;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.07881	2.46499
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.00946	0.29580
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.00154	0.04807
0410	Метан	0.00197	0.06162
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.00788	0.24650
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.00008	0.00246
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0.0000000669	0.0000021

Наименование: **Факел. ППР. Долинное**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (CH ₄)	78.09	60.9456159	16.043	0.7162
Этан (C ₂ H ₆)	11.225	16.4203058	30.07	1.3424
Пропан (C ₃ H ₈)	4.278	9.17722309	44.097	1.9686
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1.664	4.70511540	58.124	2.5948
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.386	1.35484971	72.151	3.2210268
Азот (N ₂)	2.071	2.82258930	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO ₂)	2.136	4.57323953	44.011	1.9648
Сероводород (H ₂ S)	0.00064	0.00106112	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 20.55599652

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 1.005

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2296157$$

где (K_i) – показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ – объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2296157 * (30 + 273) / 20.55599652)^{0.5} = 389.5451848$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: 0.583742

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.583742 / (3.141592654 * 0.2^2) = 18.58108496$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.583742 * 1.005 = 586.66071$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.047699434 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.5559965) = 72.44367833$$

где x_i – число атомов углерода;



$[нег]_O$ – общее содержание негорючих примесей, %: 0.149;

величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i – удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 – коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	11.73321
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	1.40799
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.22880
0410	Метан (727*)	0.0005	0.29333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.17332

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 586.6607100 * (3.67 * 0.9984000 * 72.4436783 + 4.5732395) - 11.7332142 - 0.2933304 - 1.1733214 = 1570.878795$$

где $[CO2]_M$ – массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} – мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} – мощность выброса метана, г/с;

M_C – мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000998358$$

где A_S – атомная масса серы;

x_i – количество атомов серы;

M_S – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ – массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000998358 * 586.66071 * 0.9984 = 0.011695205$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.001061125 * 586.66071 * (1-0.9984) = 0.00000996$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 78.09 + 152 * 11.225 + 218 * 4.278 + 283 * 1.664 + 349 * 0.386 + 56 * 0.00064 = 9921.16084$$

где $[CH2]_O$ – содержание метана, %;

$[C2H6]_O$ – содержание этана, %;

$[C3H8]_O$ – содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$ – содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$ – содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.55599652)^{0.5} = 0.217625862$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:



$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.553066279$$

где A_O – атомная масса кислорода;

x_i – количество атомов кислорода;

M_O – молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.00064 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 1.553066279) = 10.91036714$$

где x – число атомов углерода;

y – число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.91036714 = 11.91036714$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.4) = 1656.65858$$

где T_O – температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_O < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9921.16084 * (1 - 0.217625862) * 0.9984) / (11.91036714 * 0.39) = 1698.367774$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.583742 * 11.91036714 * (273 + 1698.367774) / 273 = 50.20547688$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 3 + 14 = 17$$

где $h_{В}$ – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_O)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовойоздушной смеси (W_O), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 50.20547688 / 0.518^2 = 237.6267335$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$



где t – продолжительность работы факельной установки, ч/год: 72;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	11.73321	3.04125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1.40799	0.36495
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.22880	0.05930
0410	Метан	0.29333	0.07603
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	1.17332	0.30412
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.01170	0.00303
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0.00000996	0.00000258

Общие выбросы по источнику:

Код	Примесь	г/с	т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	11.81202	5.50624
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1.41745	0.66075
0304	Азот (II) оксид	0.23034	0.10737
0410	Метан	0.29530	0.13765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	1.18120	0.55062
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.01178	0.00549
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	0.00000468

Источник №6001. Дренажная емкость

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 50 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0145
	Всего	г/с		0,014 *1000 / 3600		0,0040
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0029
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0011
	0602. Бензол	%	0,35			0,000014
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000009
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000007
	Всего	т/год		0,0040 /1000000 * 3600* 8760		0,1268
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0919
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0340
	0602. Бензол	%	0,35			0,000444
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000279
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000216

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6002 - Площадка узла сбора и отгрузки нефти

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,07 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,02$

Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	1,83	0,08	198	393	мг/с	25,99260
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02599
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,81970
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,01883	0,59396
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00697	0,21968
0602. Бензол			0,35		0,00009	0,00287
0621. Метилбензол			0,22		0,00006	0,00180
0616. Диметилбензол			0,17		0,00004	0,00139
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	52	104	мг/с	89,44988
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08945
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,82089
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			98,2		0,08784	2,77012
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			1,8		0,00161	0,05078
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,10667	3,36407
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,00858	0,27046
0602. Бензол					0,00009	0,00287
0621. Метилбензол					0,00006	0,00180
0616. Диметилбензол					0,00004	0,00139

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6003-6004. Нефтегазосепаратор

№ 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	4000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	100		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(4000 * 100 /1011) ^{0,8} / 0,57		0,8395
	Всего	г/с		0,840 *1000 / 3600		0,2332
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1690
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0625
	0602. Бензол	%	0,35			0,0008
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0005
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0004
	Всего	т/год		0,2332 /1000000 * 3600* 8760		7,3542
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			5,3289
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			1,9709
	0602. Бензол	%	0,35			0,0257
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0162
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0125

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6005-6006. Дренажная емкость

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		1,6		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 25 /1011) ^{0,8} / 1,6		0,0030
	Всего	г/с		0,003 *1000 / 3600		0,0008
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0006
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0002
	0602. Бензол	%	0,35			0,000003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000002
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0008 /1000000 * 3600* 8760		0,0260
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0188
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0070
	0602. Бензол	%	0,35			0,000091
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000057
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000044

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 дренажную емкость. всего - 2 ед.



Источник №6007. Насосы центробежные №1

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	5		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 5 / 3,6$	0,06944
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,05032
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,01861
0602	бензол		%	0,35		0,00024
0621	метилбензол		%	0,22		0,00015
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00012
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 5 * 8760,0 * 0,001$	2,19000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		1,58687
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,58692
0602	бензол		%	0,35		0,00767
0621	метилбензол		%	0,22		0,00482
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00372
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6008. Конденсатосборник №1

№ 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	50		
1.2	Объем аппарата	V	м3	2,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / Kд$	
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 2,5 /1011) ^{0,8} / 0,57		0,0013
	Всего	г/с		0,001 *1000 / 3600		0,0004
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0003
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0001
	0602. Бензол	%	0,35			0,000001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000001
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0004 /1000000 * 3600* 8760		0,0115
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0084
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0031
	0602. Бензол	%	0,35			0,000040
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000025
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000020

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник №6009. Насосы центробежные №2

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	5		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,05 * 5 / 3,6$	0,06944
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,05032
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,01861
0602	бензол		%	0,35		0,00024
0621	метилбензол		%	0,22		0,00015
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00012
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,05 * 5 * 8760,0 * 0,001$	2,19000
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		1,58687
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,58692
0602	бензол		%	0,35		0,00767
0621	метилбензол		%	0,22		0,00482
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,17		0,00372
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,05		

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров"

Источник №6010-Площадка компрессора

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зpa} * П_{зpa} * 0,293 + n_{ф} * П_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	0	2	мг/с	0,01200
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,000012
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00038
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,000009	0,000277
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0000032	0,000101

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6011-Площадка Газосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зpa} * П_{зpa} * 0,293 + n_{ф} * П_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	4	5	мг/с	6,86276
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,0068628
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,216424
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,00502	0,15842
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00184	0,05800

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6012-Межплощадочные трубопроводы

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	13	0	мг/с	22,20647
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02221
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,70030
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			73,2		0,0163	0,5126
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,0060	0,1877

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6013-Площадка узла врезки газа

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	2	4	мг/с	3,44038
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00344
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,10850
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00344	0,10850

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6014-Площадка узла учета газа

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	4	8	мг/с	6,88076
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00688
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,21699
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00688	0,21699

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6015-Площадка сепаратора эжекторного блока

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	2	14	мг/с	3,50038
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00350
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,11039
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00350	0,11039

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6016-Площадка Сепаратора "газ-вода"

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	13	26	мг/с	22,36247
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02236
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,70522
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,02236	0,70522

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6017-Площадка дренажной емкости для ДЭГ

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	3	9	мг/с	5,17857
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00518
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,16331
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,00518	0,16331

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6018-6019. Конденсатосборник №1 и №3

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	2,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 2,5 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0013
	Всего	г/с		0,001 *1000 / 3600		0,0004
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0003
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0001
	0602. Бензол	%	0,35			0,000001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000001
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000001
	Всего	т/год		0,0004 /1000000 * 3600* 8760		0,0115
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0084
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0031
	0602. Бензол	%	0,35			0,000040
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000025
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000020

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 конденсатосборник. всего - 2 ед.

Источник №6020. Конденсатосборник №2

№ 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	50	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	0,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(50 * 0,5 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,0004
	Всего	г/с		0,000 *1000 / 3600		0,00010
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0001
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,00003
	0602. Бензол	%	0,35			0,0000004
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0000002
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,0000002
	Всего	т/год		0,0001 /1000000 * 3600* 8760		0,0032
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0023
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0009
	0602. Бензол	%	0,35			0,000011
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,000007
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,000005

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 конденсатосборник. всего - 2 ед.



Источник №6021.Тест-сепаратор						
№ 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	4000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	100		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,57		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(4000 * 100 /1011) ^{0.8} / 0,57		0,8395
	Всего	г/с		0,840 *1000 / 3600		0,2332
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,16898
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,06250
	0602. Бензол	%	0,35			0,00082
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00051
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,00040
	Всего	т/год		0,2332 /1000000 * 3600* 8760		7,3542
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			5,32886
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			1,97093
	0602. Бензол	%	0,35			0,02574
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,01618
	0616. Диметилбензол	%	0,17			0,01250

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6022 - Площадка гребенки						
Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * П_{\text{зр}} * 0,07 + n_{\text{ф}} * П_{\text{ф}} * 0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	1,83	0,08	32	64	мг/с	4,20160
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00420
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,13250
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00304	0,09601
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00113	0,03551
0602. Бензол			0,35		0,00001	0,00046
0621. Метилбензол			0,22		0,00001	0,00029
0616. Диметилбензол			0,17		0,00001	0,00023

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источники №0012. Печь для отопления вахтового поселка

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	м³/час	35,00		
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	153720		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,005		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	4392		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2637,684
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	153720 * 1,005 / 4392		35,175
2.3.	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 35 / 1000		0,0528
			г/с	0,0528 * 1000 / 3600		0,0147
			т/год	0,0528 * 4392 / 1000		0,2317
2.4.	Оксиды азота: $P_{NOx} = Vg * C_{NOx}$ Диоксид азота:		кг/час	455,0 * 0,0001		0,0472
			г/с	0,0472 * 1000 / 3600 * 0,8		0,0105
			т/год	0,0472 * 4392 / 1000 * 0,8		0,1657
	Оксид азота:		г/с	0,0472 * 1000 / 3600 * 0,13		0,0017
			т/год	0,0472 * 4392 / 1000 * 0,13		0,0269
2.5.	Объем продуктов сгорания : $Vg = 7.84 * a * B * \text{Э}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,1 * 35 * 1,50 455,02 / 3600		455,02 0,1264
		a				1,1
		Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : $C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * \Delta^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/м³	1.073 * 180 * 0,588 * 1,1 ^{0.5} * 0,87 / 10 ⁻⁶		0,00010
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Qф = 29.4 * \text{Э} * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 35 / 1		1551,218
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г		1551 / 2637,7		0,87
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси $w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	Q _ф /Q _p w	м/с	(4 * 0,1264) / (3,14 * 0,09)		0,5881 1,7890

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.



Источник №6023 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	1,83	0,08	12	9	мг/с	1,55160
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00155
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,04893
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00112	0,03546
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00042	0,01311
0602. Бензол			0,35		0,00001	0,00017
0621. Метилбензол			0,22		0,000003	0,00011
0616. Диметилбензол			0,17		0,000003	0,00008
Расчет выбросов на 17 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	1,83	0,08	204	153	мг/с	26,37720
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,02638
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,83183
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,01911	0,60275
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00707	0,22293
0602. Бензол			0,35		0,00009	0,00291
0621. Метилбензол			0,22		0,00006	0,00183
0616. Диметилбензол			0,17		0,00004	0,00141

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



ПРИЛОЖЕНИЕ 3



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Долинное, Проект разработки. Рекомендуемый вариант №2

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Кэфф-обесп-очист-кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ тах. степ- очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния НДВ	
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
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		Печь подогрева ПП-0, 63	1	8712	Печь подогрева ПП-0, 63	0001	9	0.3	4.14	0.2925	240	385	1146								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0535	343.702	1.6795	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0087	55.892	0.2729	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.002	12.849	0.0617	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0314	201.724	0.985	
001		Печь подогрева ПП-0, 63	1	8712	Печь подогрева ПП-0, 63	0002	9	0.3	4.14	0.2925	240	387	1087								0410	Метан (727*)	0.0314	201.724	0.985	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0535	343.702	1.6795	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0087	55.892	0.2729	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.002	12.849	0.0617	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0003	5	0.1	4.53	0.0355786	30	340	1146								0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0314	201.724	0.985	
																					0410	Метан (727*)	0.0314	201.724	0.985	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	9.2914	289849.319	10.3765	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.4365	107203.132	3.8379	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0004	5	0.1	4.53	0.0355786	30	342	1087								0602	Бензол (64)	0.0449	1400.675	0.0501	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0218	680.061	0.0243	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0282	879.711	0.0315	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	9.2914	289849.319	10.3765	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0005	5	0.1	4.53	0.0355786	30	308	1147								0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.4365	107203.132	3.8379	
																					0602	Бензол (64)	0.0449	1400.675	0.0501	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0218	680.061	0.0243	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0282	879.711	0.0315	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0006	5	0.1	4.53	0.0355786	30	309	1088								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	9.2914	289849.319	10.3765	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.4365	107203.132	3.8379	
																					0602	Бензол (64)	0.0449	1400.675	0.0501	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0218	680.061	0.0243	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0006	5	0.1	4.53	0.0355786	30	309	1088								0621	Метилбензол (349)	0.0282	879.711	0.0315	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	9.2914	289849.319	10.3765	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.4365	107203.132	3.8379	
																					0602	Бензол (64)	0.0449	1400.675	0.0501	

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ тах. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ	
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/нм3	т/год															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0007	5	0.1	4.53	0.0355786	30	278	1147								0602	Бензол (64)	0.0449	1400.675	0.0501	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0218	680.061	0.0243	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0282	879.711	0.0315	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	9.2914	289849.319	10.3765	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.4365	107203.132	3.8379	
001		Резервуар для нефти V-100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-100 м3	0008	5	0.1	4.53	0.0355786	30	279	1086								0602	Бензол (64)	0.0449	1400.675	0.0501	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0218	680.061	0.0243	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0282	879.711	0.0315	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	9.2914	289849.319	10.3765	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.4365	107203.132	3.8379	
001		Стояк налива нефти	1	8760	Стояк налива нефти	0009	4	0.1	4.25	0.0333795	30	390	1029								0602	Бензол (64)	0.0449	1400.675	0.0501	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0218	680.061	0.0243	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0282	879.711	0.0315	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1419	4718.267	0.0951	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0525	1745.659	0.0352	
001		Стояк налива нефти	1	8760	Стояк налива нефти	0010	4	0.1	4.25	0.0333795	30	368	1026								0602	Бензол (64)	0.0007	23.275	0.0005	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0003	9.975	0.0002	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0004	13.300	0.0003	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1419	4718.267	0.0951	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0525	1745.659	0.0352	
001		Дежурная горелка	1	8760	Дежурная горелка	0011	17	0.518	1.6	0.3371867	1698.4	392	1188								0602	Бензол (64)	0.0007	23.275	0.0005	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0003	9.975	0.0002	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0004	13.300	0.0003	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.41745	30356.341	0.66075	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.23034	4932.999	0.10737	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.1812	25296.772	0.55062	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01178	252.282	0.00549	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	0.214	0.00000468	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	11.81202	252968.149	5.50624	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Долинное, Проект разработки. Рекомендуемый вариант №2

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
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		Печь для отопления вахтового поселка	1	4392	Печь для отопления вахтового поселка	0012	10	0.3	1.79	0.1265279	200	-2802	1859								газ) (584)				
																					0410 Метан (727*)	0.2953	6324.193	0.13765	
																					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0105	143.781	0.1657	
																					0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0017	23.279	0.0269	
001	Дренажная емкость	1	8760	Дренажная емкость	6001	2						209	1188	2	2						0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0147	201.293	0.2317	
																					0410 Метан (727*)	0.0147	201.293	0.2317	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0029		0.0919	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0011		0.034	
001	Площадка узла сбора и отгрузки нефти	1	8760	Площадка узла сбора и отгрузки нефти	6002	2						368	1042	2	2						0602 Бензол (64)	0.000014		0.00044	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000007		0.000216	
																					0621 Метилбензол (349)	0.000009		0.000279	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.10667		3.36407	
001	Нефтегазосепаратор №1	1	8760	Нефтегазосепаратор №1	6003	2						363	1131	3	3						0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00858		0.27046	
																					0602 Бензол (64)	0.00009		0.00287	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00004		0.00139	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00006		0.0018	
001	Нефтегазосепаратор №2	1	8760	Нефтегазосепаратор №2	6004	2						363	1113	4	4						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.169		5.3289	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0625		1.9709	
																					0602 Бензол (64)	0.0008		0.0257	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004		0.0125	
001	Дренажная емкость №1	1	8760	Дренажная емкость №1	6005	2						363	1113	4	4						0621 Метилбензол (349)	0.0005		0.0162	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.169		5.3289	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0625		1.9709	
																					0602 Бензол (64)	0.0008		0.0257	
001												262	1141	4	4						0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004		0.0125	
																					0621 Метилбензол (349)	0.0005		0.0162	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0006		0.0188	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0002		0.007	
001																					0602 Бензол (64)	0.000003		0.000091	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.000001		0.000044	

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ тах. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния НДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость №2	1	8760	Дренажная емкость №2	6006	2					262	1120	4	4						(203) 0621 Метилбензол (349) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000002 0.0006 0.0002 0.000003 0.000001		0.000057 0.0188 0.007 0.000091 0.000044	
001		Насосы центробежные №1	1	8760	Насосы центробежные №1	6007	2					311	1071	4	4						(203) 0621 Метилбензол (349) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000002 0.05032 0.01861 0.00024 0.00012		0.000057 1.58687 0.58692 0.00767 0.00372	
001		Конденсатосбор- ник №1	1	8760	Конденсатосборник №1	6008	2					289	1131	4	4						(203) 0621 Метилбензол (349) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00015 0.0003 0.0001 0.000001 0.000001		0.00482 0.0084 0.0031 0.00004 0.00002	
001		Насосы центробежные №2	1	8760	Насосы центробежные №2	6009	2					311	1057	4	4						(203) 0621 Метилбензол (349) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000001 0.05032 0.01861 0.00024 0.00012		0.000025 1.58687 0.58692 0.00767 0.00372	
001		Площадка компрессора	1	8760	Площадка компрессора	6010	2					210	1063	5	5						(203) 0621 Метилбензол (349) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00015 0.000009 0.0000032		0.00482 0.000277 0.000101	
001		Площадка газосепаратора	1	8760	Площадка газосепаратора	6011	2					328	1130	5	5						(203) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.005 0.00184		0.15842 0.058	
001		Межплощадочные трубопроводы	1	8760	Межплощадочные трубопроводы	6012	2					298	1107	173	151						(203) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0163 0.006		0.5126 0.1877	

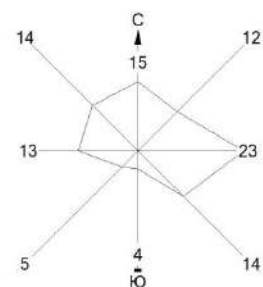
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Долинное, Проект разработки. Рекомендуемый вариант №2

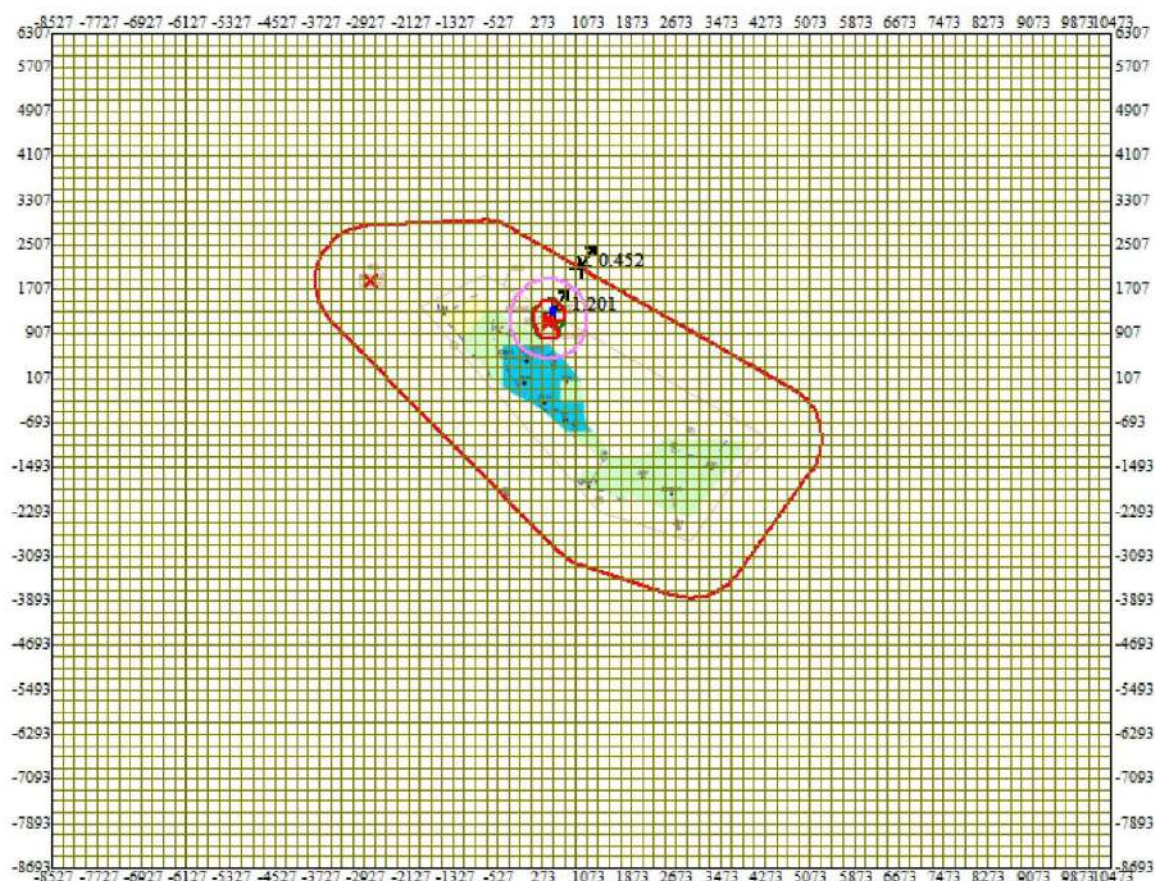
Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф-обесп-газо-очист-кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ тах. степ- очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
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		Площадка узла врезки газа	1	8760	Площадка узла врезки газа	6013	2					-43	1161	10	15					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00344		0.1085	
001		Площадка узла учета газа	1	8760	Площадка узла учета газа	6014	2					12	1109	10	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00688		0.21699	
001		Площадка сепаратора эжекторного блока	1	8760	Площадка сепаратора эжекторного блока	6015	2					33	1138	13	8					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0035		0.11039	
001		Площадка сепаратора "Газ-вода"	1	8760	Площадка сепаратора "Газ-вода"	6016	2					87	1076	12	6					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02236		0.70522	
001		Площадка дренажной емкости для ДЭГ	1	8760	Площадка дренажной емкости для ДЭГ	6017	2					91	1165	12	6					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00518		0.16331	
001		Конденсатосборник №1	1	8760	Конденсатосборник №1	6018	2					5	1067	12	9					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0003		0.0084	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001		0.0031	
																				0602	Бензол (64)	0.000001		0.00004	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000001		0.00002	
001		Кондесатосборник №3	1	8760	Кондесатосборник №3	6019	2					105	1117	11	9					0621	Метилбензол (349)	0.000001		0.000025	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0003		0.0084	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001		0.0031	
																				0602	Бензол (64)	0.000001		0.00004	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000001		0.00002	
001		Кондесатосборник №2	1	8760	Кондесатосборник №2	6020	2					121	1064	15	8					0621	Метилбензол (349)	0.000001		0.000025	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001		0.0023	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00003		0.0009	
																				0602	Бензол (64)	0.0000004		0.000011	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000002		0.000005	
001		Тест-сепаратор	1	8760	Тест-сепаратор	6021	2					124	664	20	10					0621	Метилбензол (349)	0.0000002		0.000007	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.16898		5.32886	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0625		1.97093	
																				0602	Бензол (64)	0.00082		0.02574	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004		0.0125	
001		Площадка Гребенки	1	8760	Площадка Гребенки	6022	2					240	604	20	10					0621	Метилбензол (349)	0.00051		0.01618	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.00304		0.09601	

ПРИЛОЖЕНИЕ 4





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

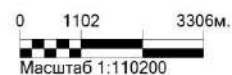


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

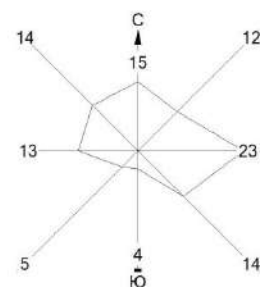
Изолинии в долях ПДК

- 0.618 ПДК
- 0.981 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.199 ПДК

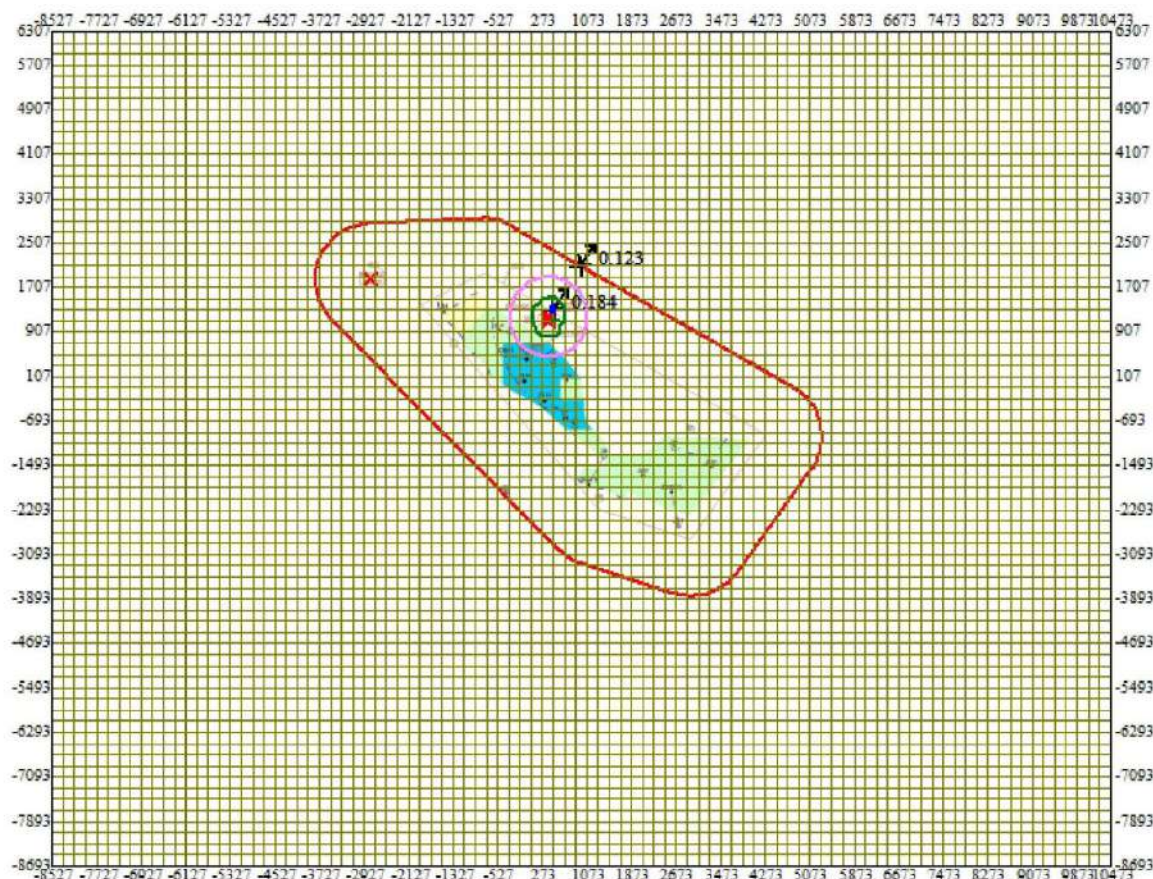


Макс концентрация 1.2010436 ПДК достигается в точке $x=473$ $y=1307$
 При опасном направлении 213° и опасной скорости ветра 2.04 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96×76





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

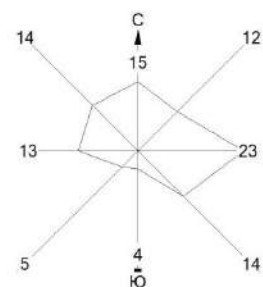
Изолинии в долях ПДК

- 0.136 ПДК
- 0.166 ПДК
- 0.184 ПДК

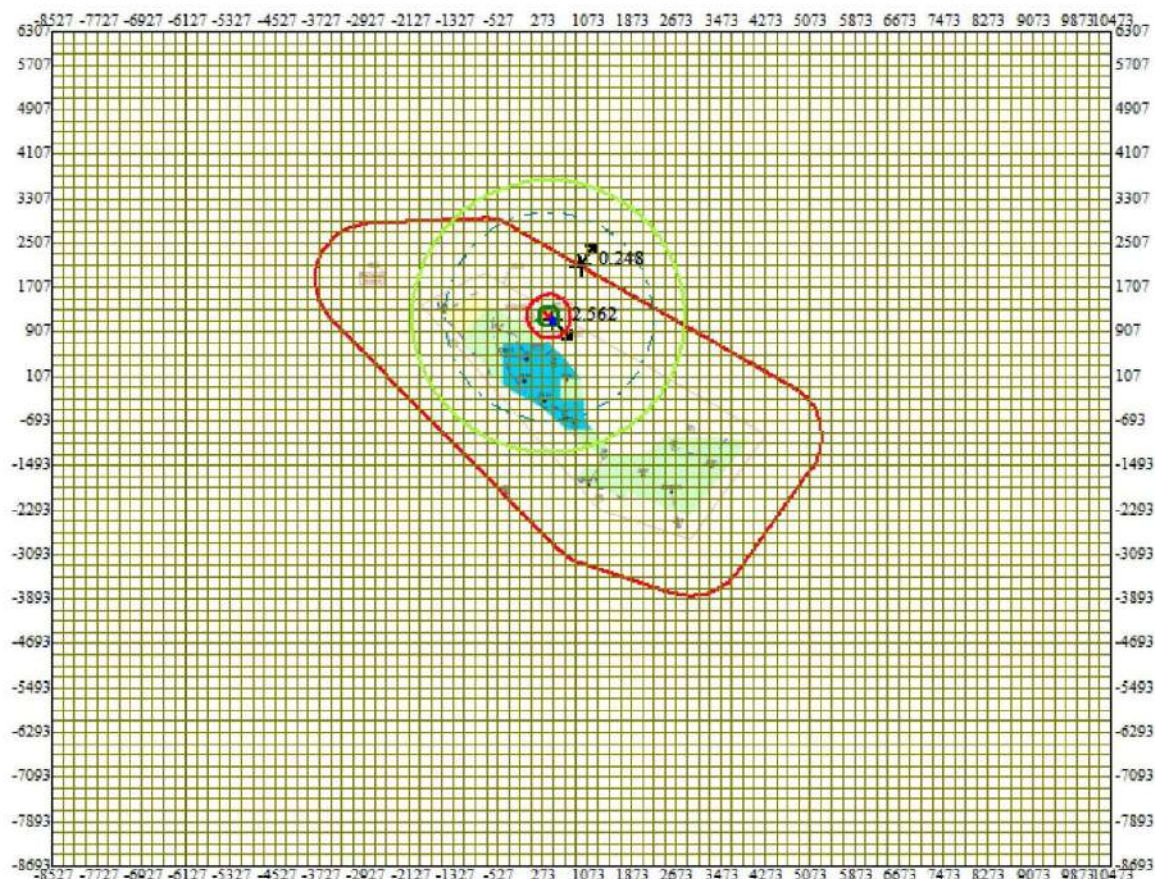
0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 0.1838641 ПДК достигается в точке $x=473$ $y=1307$
 При опасном направлении 213° и опасной скорости ветра 2.04 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96*76





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



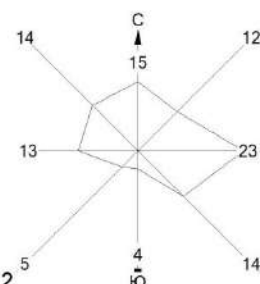
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.988 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.968 ПДК
 — 2.556 ПДК

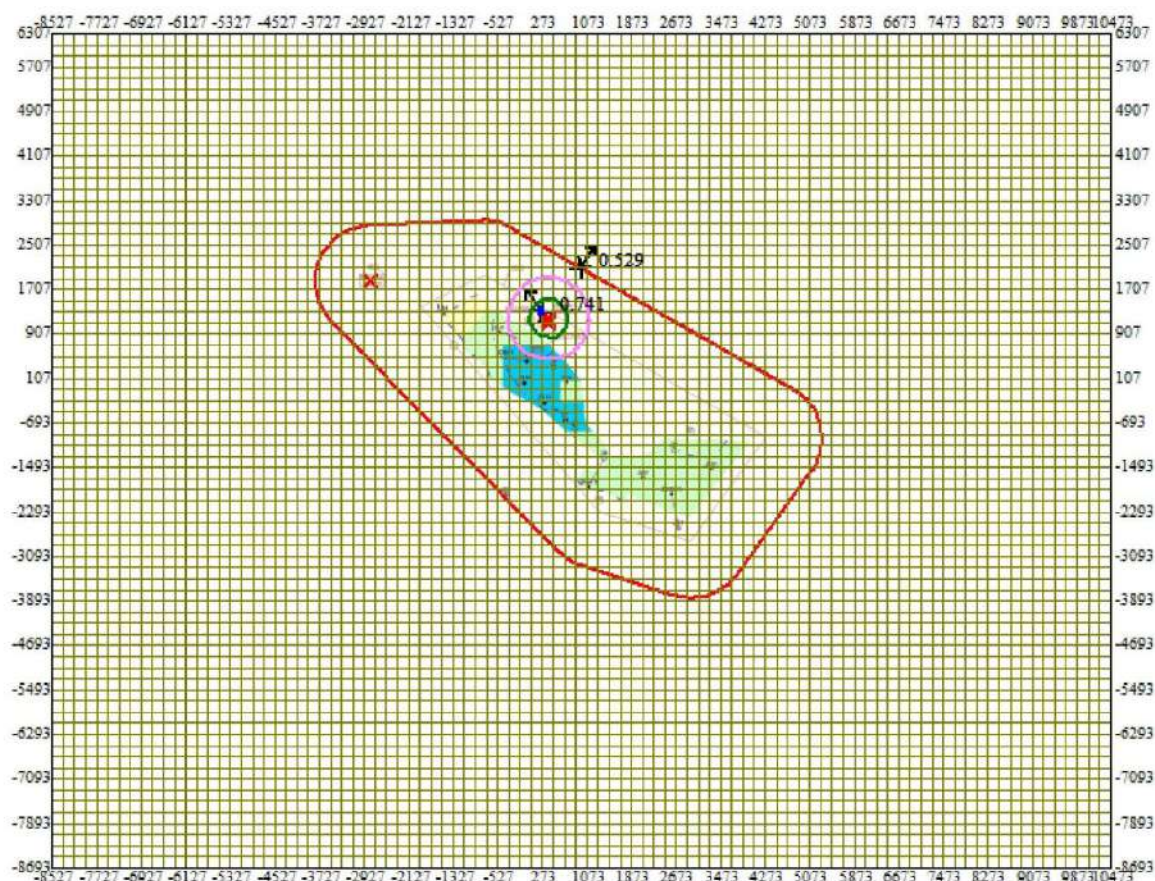
0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 2.5620787 ПДК достигается в точке $x=473$ $y=1107$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 2.29 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96×76





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

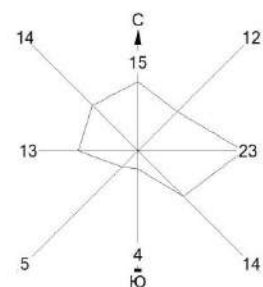
Изолинии в долях ПДК

- 0.573 ПДК
- 0.678 ПДК
- 0.741 ПДК

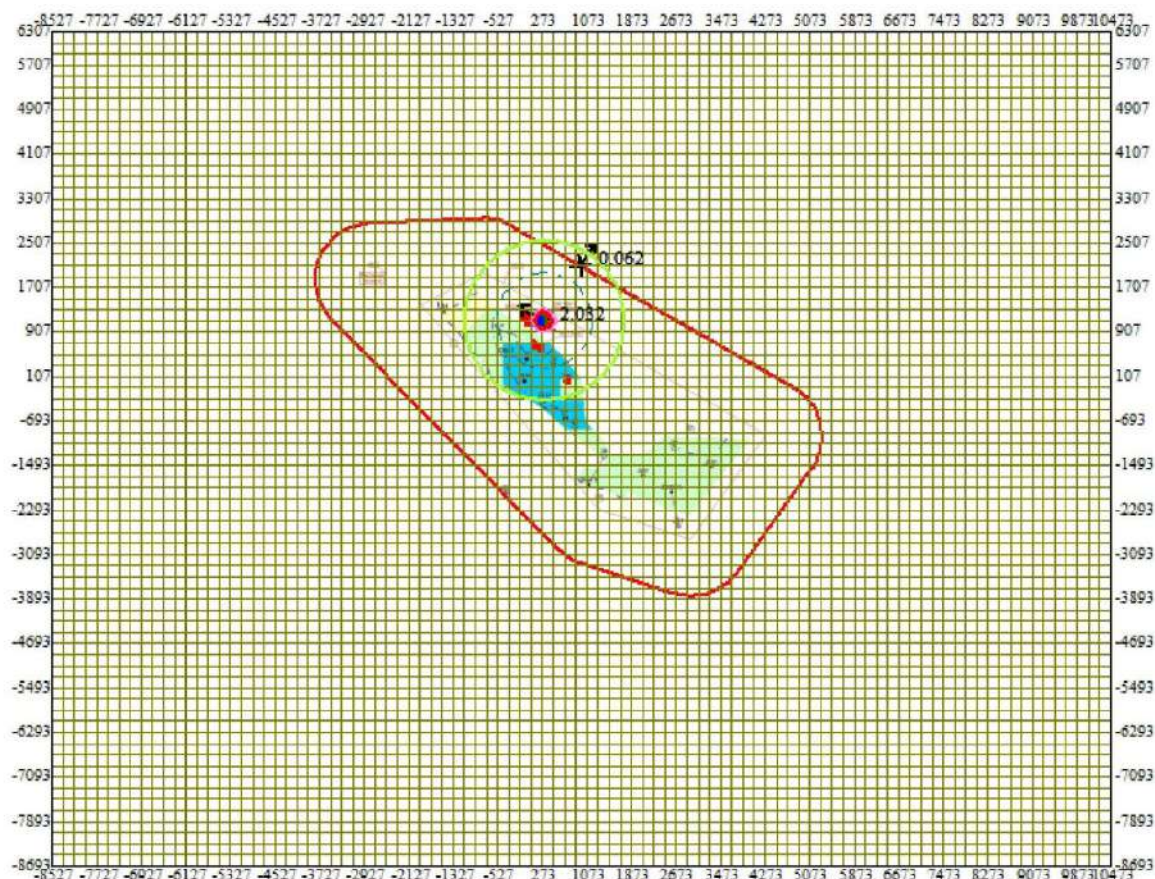
0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 0.741362 ПДК достигается в точке $x=273$ $y=1307$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 2.12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96×76





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

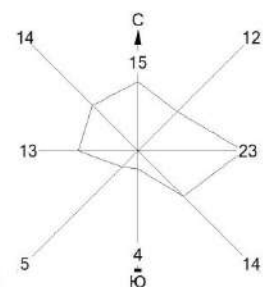
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.784 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.561 ПДК
- 2.027 ПДК

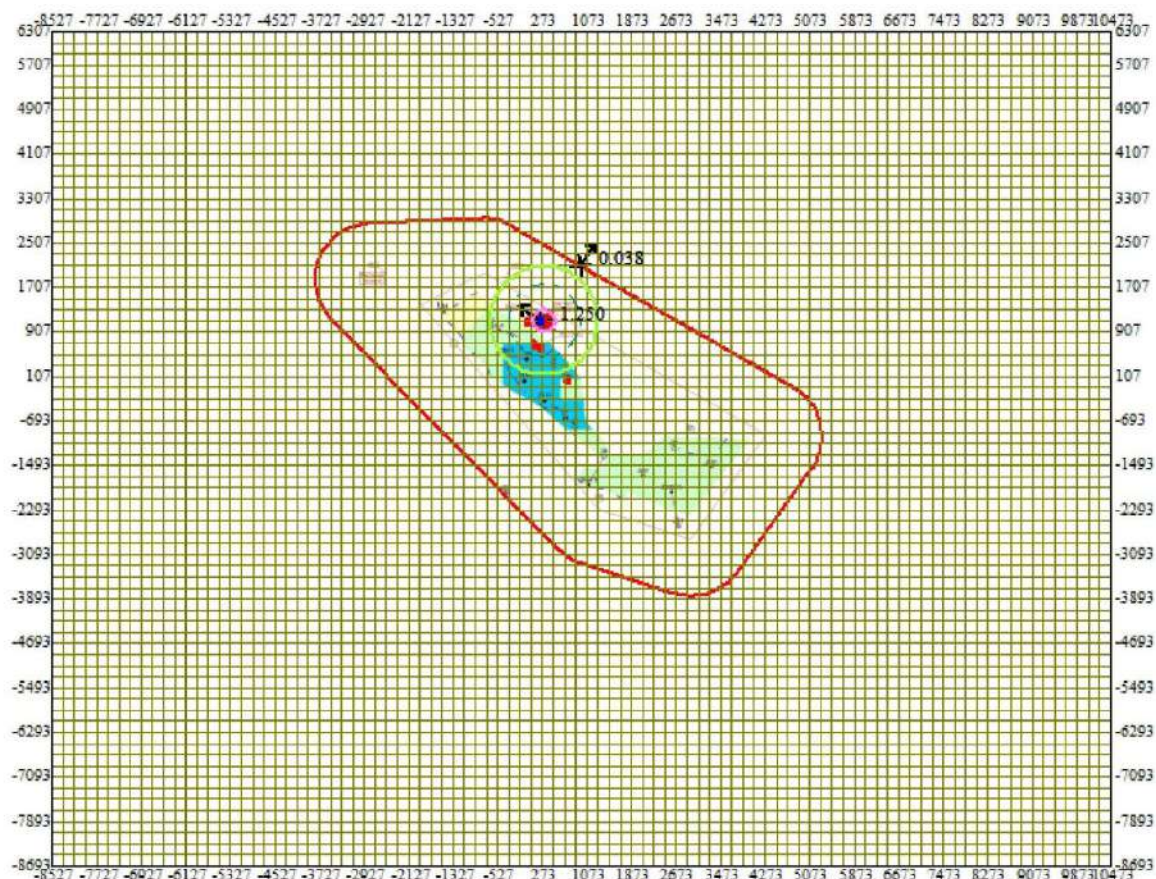
0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 2.0321054 ПДК достигается в точке x= 273 y= 1107
 При опасном направлении 114° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96*76





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

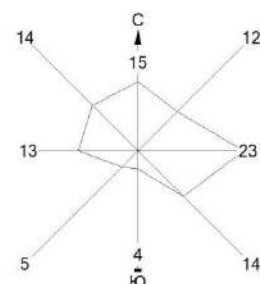


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

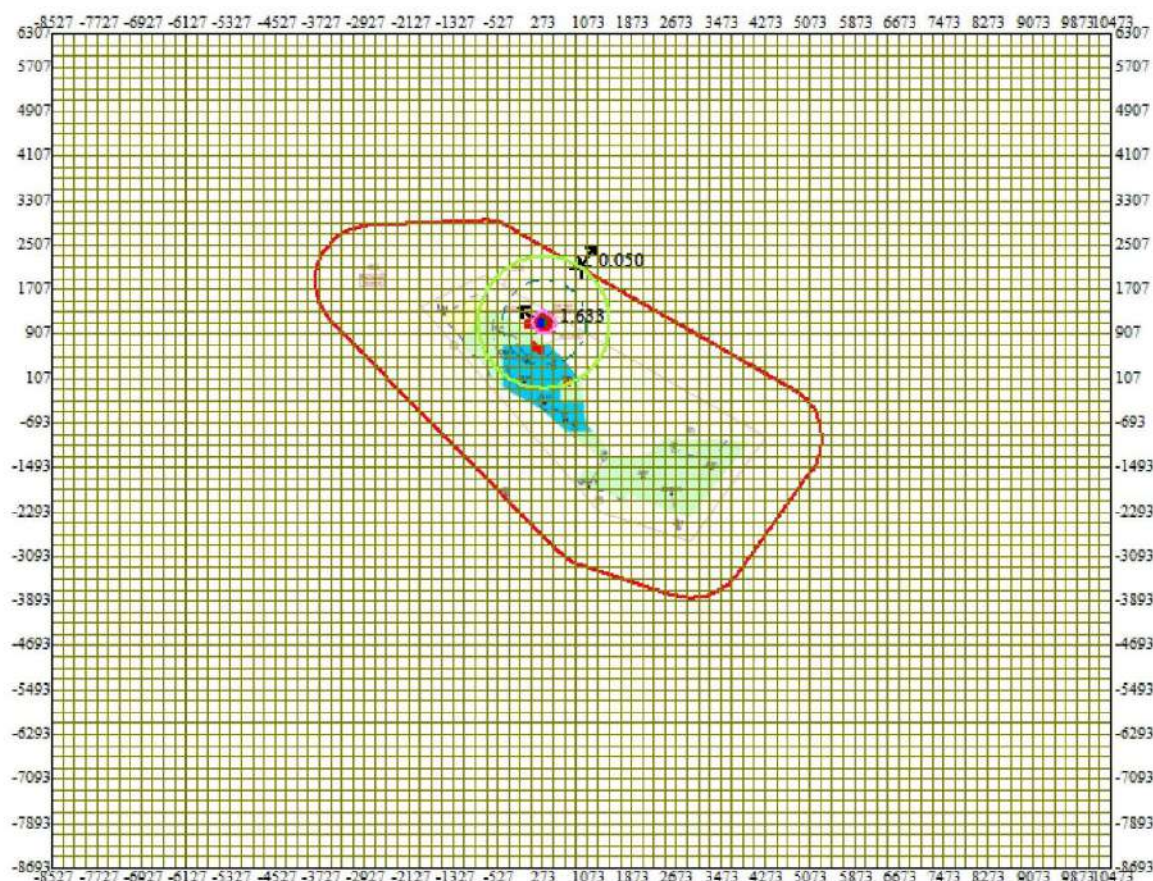
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.482 ПДК
 — 0.960 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.247 ПДК

0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 1.249969 ПДК достигается в точке $x=273$ $y=1107$
 При опасном направлении 114° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96×76



Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

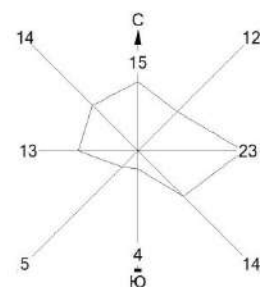
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.629 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.254 ПДК
- 1.628 ПДК

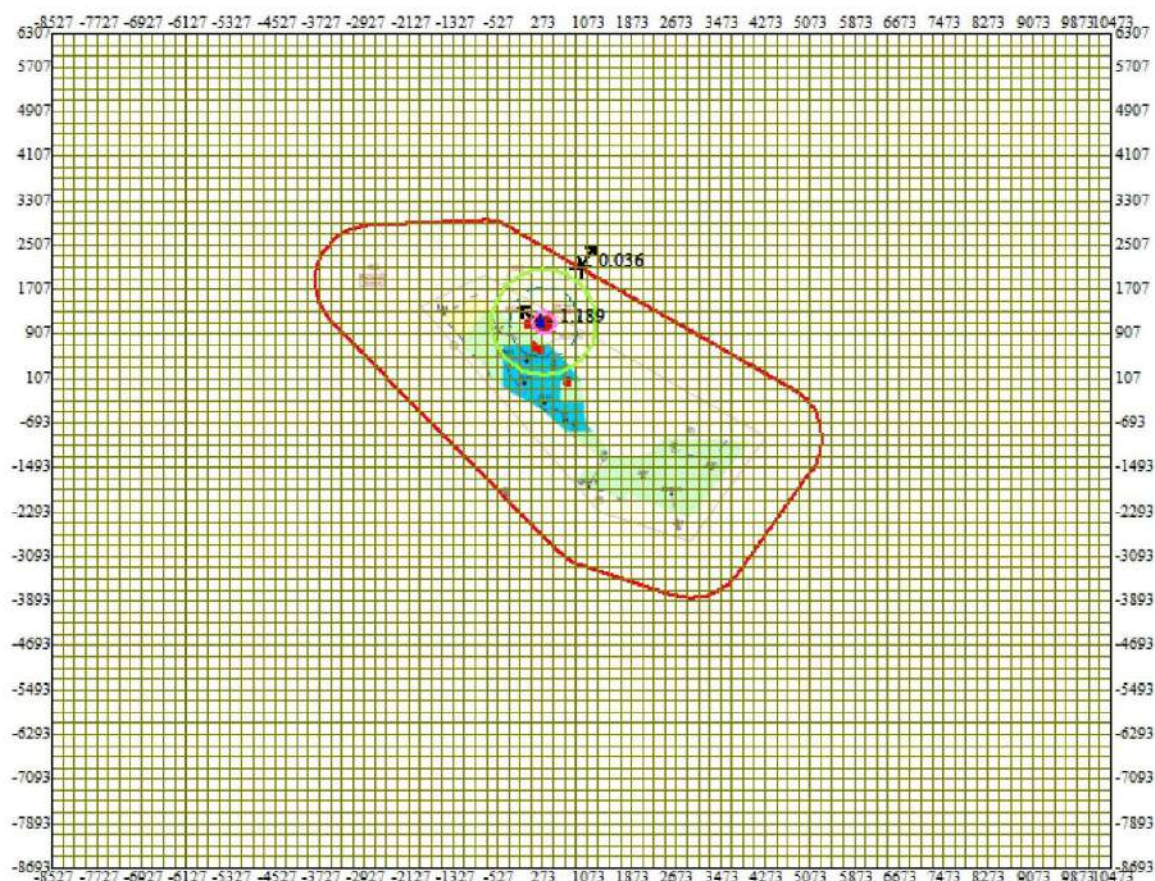
0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 1.6325457 ПДК достигается в точке $x=273$ $y=1107$
 При опасном направлении 114° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96×76





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

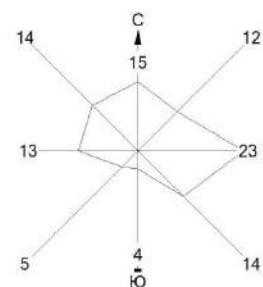


Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

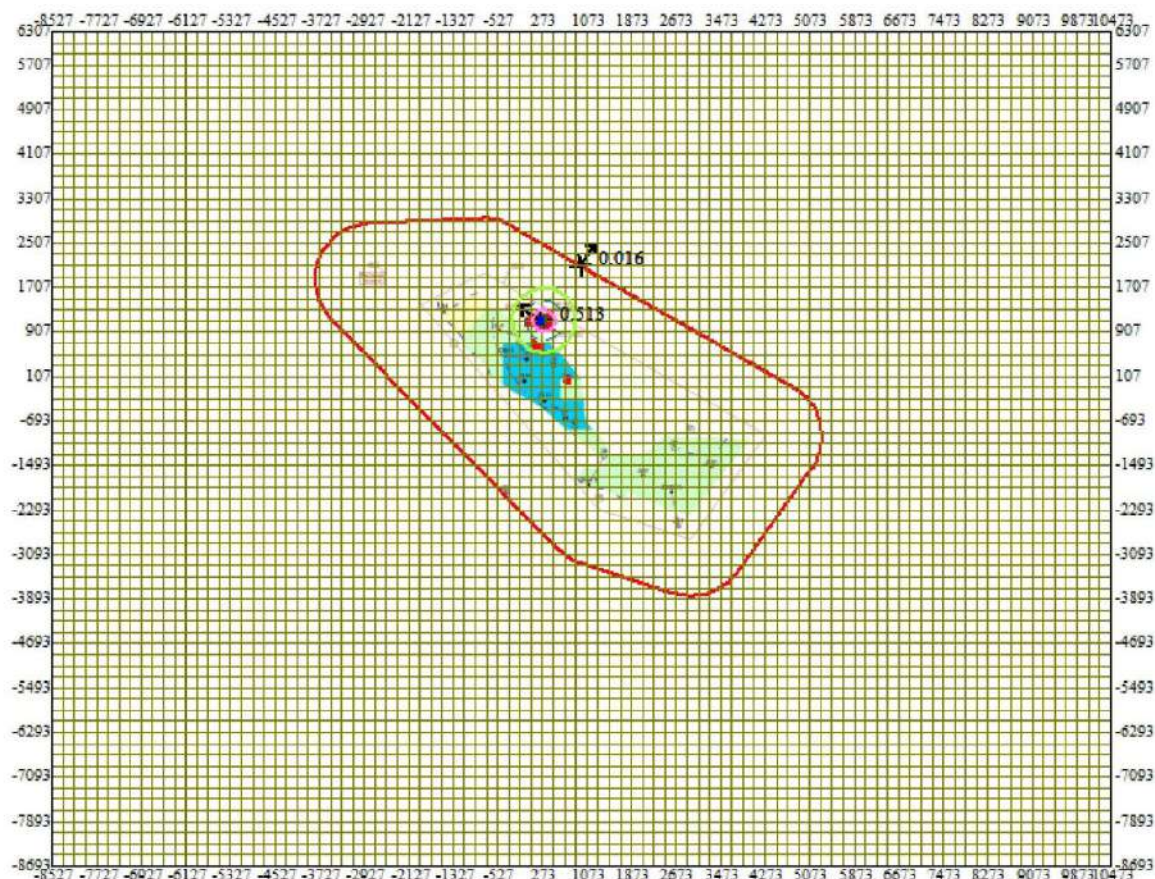
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.458 ПДК
 — 0.913 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.186 ПДК

0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 1.1886274 ПДК достигается в точке x= 273 y= 1107
 При опасном направлении 114° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96*76



Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0621 Метилбензол (349)



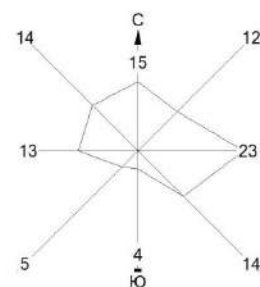
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.198 ПДК
 — 0.394 ПДК
 — 0.511 ПДК

0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 0.5125124 ПДК достигается в точке $x=273$ $y=1107$
 При опасном направлении 114° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96×76





Город : 215 Долинное
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 — 31 0301+0330



Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.620 ПДК
 — 0.985 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.204 ПДК

0 1102 3306м.
 Масштаб 1:110200

Макс концентрация 1.2060699 ПДК достигается в точке $x=473$ $y=1307$
 При опасном направлении 213° и опасной скорости ветра 2.04 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 19000 м, высота 15000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 96×76

ПРИЛОЖЕНИЕ 5





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 фискала 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)

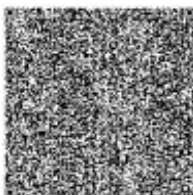
Руководитель (уполномоченное лицо) -

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2007

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Нур-Султан



Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего: Абдуалиев Айдар Сейсенбекович





Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

• Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

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

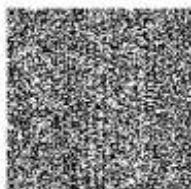
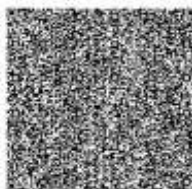
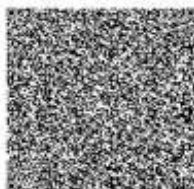
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(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

Овом қарап «Электронды форматқа ауыстыру» операциясы орындалған, заңнамалық актілері Қазақстан Республикасының 2007 жылғы 7 қыркүйегінде І қондырғы және 7 қабаттың 1 сарайында орналасқан қазіргі заманғы құрылымға көшіріліп берілді. Дәлелді документ осылайша күштегі 1-ші параграф 1-ші тармағындағы «ОБ электрондық құжаттар мен электрондық қолтаңбалар» заңнамалық актісімен белгіленген тәртіпте берілген.

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)



«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «Емир-Ойл»

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлены: Заявление о намечаемой деятельности, материалы оценки воздействия на окружающую среду на «Проект разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 г.».

Материалы поступили на рассмотрение: 12.07.2023 г. Вх. KZ81RYS00413976

Общие сведения

В административном отношении месторождение Долинное расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области. Областной центр город Актау находится в 50 км от месторождения, железнодорожная станция Мангистау – в 40 км к юго-западу, город Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога станции Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от месторождения. Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау – Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас – Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау – Форт-Шевченко. Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года. Месторождение Долинное находится в районе с высокоразвитой инфраструктурой нефтяного профиля в окружении разрабатываемых месторождений Северный Аккар, Алатюбе, Дунга. Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

Краткое описание намечаемой деятельности

Предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 52,7 тыс.т, по жидкости – 53,7 тыс.т, по нефтяному газу – 8,5 млн. м³. Технология сбора и транспорта нефти месторождения Долинное осуществляется по следующей схеме: устье скважины → выкидные линии → гребенки → сбор нефти → наливная площадка → автовозы → нефтетерминал. Газожидкостная смесь поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС), где происходит разделение пластовой жидкости и газа. Выделившийся попутный газ через НГС по промысловому газопроводу транспортируется под своим давлением на УПГ Аксаз для дальнейшей подготовки, часть газа используется для использования на



производственные и коммунально-бытовые нужды месторождения (печи подогрева нефти, водогрейный котел и др.). Газ после подготовки на УПП Аксаз поступает в газопровод длиной 18 км до газопровода «Актау-Карьер-5», в систему «Актау-ГазТрансАймак». На месторождении Долинное действует пункт предварительного сбора нефти, и в настоящее время вся добываемая нефть наливается на нефтевозы и транспортируется до УПН «Ойл Препарэйшн Терминал» для дальнейшей подготовки до товарной кондиции, оттуда транспортируется в магистральную нефтепроводную систему АО «КазТрансОйл». Характеристика продукции: Дегазированная нефть является особо легкой, не вязкой, малосмолистой, малосернистой, высокопарафинистой и застывающей при высоких температурах. Газ месторождения Долинное является «высокожирным» с повышенным содержанием гомологов метана и низким содержанием углекислого газа и азота. Сероводород отсутствует. Воды относятся к хлоркальциевым рассолам. В целом воды жесткие, слабо кислые, с переходом в нейтральную, без содержания сульфатов. Состав попутно-добытых вод со скважин месторождения изучен слабо, микрокомпонентный состав вод не изучен, газосодержание, в т.ч. сероводорода не определялось.

В рамках «Проекта разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 года» рассматриваются 3 варианта разработки, отличающихся системами разработки, количеством скважин, обеспечивающие разную эффективность разработки эксплуатационных объектов. Расстояние между скважинами 500×500 м. Вариант 1 - разработка залежей осуществляется на режиме истощения пластовой энергии с существующим фондом скважин, где расположение скважин избирательное. Предусмотрено: ввод из б/д 3 скважин (Д3, Д5, Д6), ввод под добычу из консервации 1 скважины (Д12БС1). Итого фонд составит 9 добывающих скважин. Конечная обводненность – 26 %; накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2064г.) – 1004,5/1066,7 тыс. т; КИН – 0,122 д. ед. Вариант 2 – разработка залежей осуществляется на режиме истощения пластовой энергии. Предусмотрено бурение 4 скважин по сетке 500х500 и зарезка бокового ствола в одной скважине. Предусмотрено: ввод из б/д 3 скважин (Д3, Д5, Д6), ввод под добычу из консервации 1 скважины (Д12БС1), бурение 4 скважин в 2024-2027 гг. Итого фонд составит 13 скважин. Конечная обводненность – 22,6 %; накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2060г.) – 1369,3/1430,2 тыс. т; КИН – 0,167 д. ед. Вариант 3 – вывод скважин из БД и консервации аналогично варианту 2. Разработка залежей осуществляется на режиме истощения пластовой энергии. Предусмотрено бурение 8 скважин по сетке 600х600 и зарезка бокового ствола в одной скважине. Предусмотрено: ввод из б/д 3 скважин (Д3, Д5, Д6), ввод под добычу из консервации 1 скважины (Д12БС1), бурение 8 добывающих скважин 2024-2033 г. Конечная обводненность – 21,5 %; накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2062г.) – 1669/1761,5 тыс. т; КИН – 0,203 д. ед.

1 вариант - с 2023 года по 2064 год; 2 вариант - с 2023 года по 2060 год; 3 вариант - с 2023 года по 2062 год.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Предварительное ориентировочное количество выбросов по месторождению Долинное по 2 варианту разработки (рекомендуемый) составит 388,72085552 тонн/год или 82,94604546 г/с, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) – 2,1826 т/год (0,06922 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) – 0,3546 т/год (0,0112 г/с), Сера диоксид (3 кл.оп.) - 0,3736 т/год (0,011846 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) – 1,5828 т/год (0,0502 г/с), Метан - 1,5828 т/год (0,0502 г/с), Углеводороды C1-C5 – 278,3793576 т/год (65,263272 г/с), Углеводороды C6-C10 – 101,4777322 т/год (17,0204346 г/с), Бензол (2 кл.оп.) – 1,3246026 т/год (0,22222144 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,63011868 т/год (0,10753611 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) – 0,83264442 т/год (0,13991531 г/с).

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников ТОО «Емир-Ойл» не имеет. Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и



производственных нужд на предприятии используется привозная вода. Источниками водоснабжения на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» являются: техническая вода из водопровода «Куюлус-Меловое»; питьевая (пресная) вода, получаемая по договору с ГКП «Мангыстау-жылу»; бутилированная вода питьевого качества. Район расположения месторождения Долинное характеризуется отсутствием поверхностных вод, в связи с этим водоохраных зон поверхностных водоёмов на территории месторождения нет. Вид водопользования – общее. Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения составят – 1753,752 м³/год (4,8048 м³/сут.), из них на хозяйственно-бытовые нужды – 1670,24 м³/год (4,576 м³/сут.), на непредвиденные расходы (5% общего объема) – 83,512 м³/год (0,2288 м³/сут.). На месторождении Долинное планируется использование привозной пресной воды для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд для работающего персонала и для производственных нужд.

Основными видами отходов в период реализации проектных решений будут являться: Опилки и стружка черных металлов (металлическая стружка) - образуется при инструментальной обработке металлов. Количество металлической стружки ориентировочно составит 0,2 т/год. Металлолом - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 1,0 т/год. Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) - образуется в процессе протирки деталей, механизмов и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 0,381 т/год. Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы) - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных ламп ориентировочно составит 0,0047 т/год. Отходы сварки (огарки сварочных электродов) – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов ориентировочно составит 0,00375 т/год. Медицинские препараты (медицинские отходы) - образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт. Количество медицинских отходов ориентировочно составит 0,0066 т/год. Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы) - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 1,0 т/год. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 5,83 т/год. Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) - образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме. Количество пищевых отходов ориентировочно составит 0,9636 т/год. Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Долинное составит – 9,38965 т/год.

В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

Использование объектов животного мира не предполагается.

Иные ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности: Технологическое и энергетическое топливо – Попутный нефтяной газ на собственные нужды. Электроэнергия – ЛЭП. Тепло – котельная установка. Контрактная территория ТОО «Емир-Ойл» является развитой инфраструктурой. Обслуживание технологических объектов будут осуществлять существующий на месторождении персонал компании.

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность. Методика основана на балльной системе оценок. Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Долинное ТОО «Емир-Ойл» соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.



Реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды. Возможные изменения в окружающей среде при безаварийной работе не окажут необратимого и критического воздействия на состояние экосистемы рассматриваемого района работ и социально-экономические аспекты, включая здоровье населения. Ожидаются положительные изменения в большинстве сторон жизни населения, прежде всего в экономической сфере.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий: Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха. Водные ресурсы: обеспечение антикоррозионной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения. Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей 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; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промысловой жидкости и других осложнений. Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова. Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

Намечаемая деятельность: «Проект разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 г.», относится пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».



И.о. руководителя департамента

Галымов Магжан Ханатулы

