

АО «КоЖаН»
ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

АО «КоЖаН»


Yu Lungkun (Юй Лункунь)
_____ 2022 г.



**ПРОЕКТ «ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ»
К «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
МОРСКОЕ, ВКЛЮЧАЯ БЛОК ОГАЙСКОЕ»**

**Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM»**

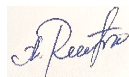

Б.К.Құрманов



**г. Актау
2022 г**

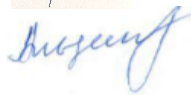
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы ООС



Алдабергенова Р.А.

Ведущий специалист службы ООС



Альдешева Д.Р.

Ведущий специалист службы ООС



Досанова Н.Н.

Специалист службы ООС



Куанбекова А.И.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ.....	9
ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	11
Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	11
Технологические показатели вариантов разработки	16
ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	53
1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	56
1.1 Характеристика климатических условий необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду.....	56
1.2 Характеристика современного состояния воздушной среды	60
1.3 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения	62
1.4 Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух.....	69
1.5 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов.....	69
1.6 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	69
<i>1.6.1 Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ</i>	<i>84</i>
<i>1.6.2 Обоснование размера санитарно-защитной зоны</i>	<i>88</i>
1.7 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	88
1.8 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий.....	88
1.9 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия	90
2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД	93
2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	93
2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика.....	93
2.3 Водный баланс объекта	93
2.4 Поверхностные воды	99
2.4.1 Характеристика источников воздействия.....	104
2.4.2 Водоохранные мероприятия	105
2.5 Подземные воды	106
2.5.1 Современное состояние водных ресурсов.....	109
2.5.2 Характеристика источников воздействия.....	112
2.5.3 Обоснование мероприятий по защите подземных вод от загрязнения и истощения	112
2.5.4 Оценка влияния объекта на качество и количество подземных вод	113
2.5.5 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	116
2.6 Определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ	116
2.7 Расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду	117
3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА	118
3.1 Характеристика геологического строения.....	118
3.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность	150
3.2.1 Характеристика средних значений толщин.....	150
3.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	150
3.3 Состав и свойства нефти и воды	162
3.3.1 Свойства нефти в поверхностных условиях.....	162
3.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях	172
3.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа	178
3.3.4 Состав и свойства свободного газа	182
3.3.5 Состав пластовых вод.....	188
3.4 Запасы нефти и растворенного газа	195
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	206
4.1 Виды и объемы образования отходов	206
4.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	213
4.3 Рекомендации по управлению отходами.....	214
4.4 Виды и количество отходов производства и потребления.....	217
5 ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	218

5.1	Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	218
5.1.1	<i>Тепловое излучение</i>	218
5.1.2	<i>Электромагнитное излучение</i>	220
5.1.3	<i>Шумы</i>	224
5.1.4	<i>Вибрация</i>	230
5.2	Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения	233
5.2.1	<i>Оценка современной радиэкологической ситуации</i>	235
5.2.2	<i>Мероприятия по снижению радиационного риска</i>	236
6	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ	237
6.1	Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта	237
6.2	Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия планируемого объекта	238
6.3	Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров	242
6.4	Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы	243
6.5	Организация экологического мониторинга почв	245
7	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	246
7.1	Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта	246
7.2	Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	247
7.3	Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	247
7.4	Обоснование объемов использования растительных ресурсов	248
7.5	Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность	248
7.6	Ожидаемые изменения в растительном покрове	249
7.7	Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания	249
7.8	Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности	250
8	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	253
8.1	Исходное состояние водной и наземной фауны	253
8.2	Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных	255
8.3	Характеристика воздействия объекта на видовой состав	255
8.4	Возможные нарушения целостности естественных сообществ	256
8.5	Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие	256
9	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ	258
10	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	259
10.1	Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	259
10.2	Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	264
10.3	Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование	264
10.4	Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)	265
10.4.1	<i>Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу</i>	265
10.4.2	<i>Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду</i>	267
10.5	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности	271
10.6	Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности	271
11	ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РЕГИОНЕ	273
11.1	Ценность природных комплексов, устойчивость выделенных комплексов (ландшафтов) к воздействию намечаемой деятельности	273
11.2	Комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта	273

11.2.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	273
11.2.2 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	276
11.3 Вероятность аварийных ситуаций	279
11.3.1 Методика оценки степени экологического риска аварийных ситуаций	279
11.3.2 Анализ возможных аварийных ситуаций	280
11.3.3 Оценка риска аварийных ситуаций	281
11.4 Прогноз последствий аварийных ситуаций для окружающей среды	282
11.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	284
12 РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	288
12.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	288
12.2 Расчет платы за размещение отходов	288
13 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	289
14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	295
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	297
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	357
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	373
1-ВАРИАНТ	379
ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ	380
2-ВАРИАНТ	381
ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ	381
ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ	382
3- РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ВАРИАНТ	383
ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ	384
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ	385
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – КОПИЯ ЛИЦЕНЗИИ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И НОРМИРОВАНИЕ	386
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ГЭЭ ПРОЕКТА НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКОЕ, ВКЛЮЧАЯ БЛОК ОГАЙСКОЕ, РАСПОЛОЖЕННОГО В ЖЫЛЫЙСКОМ РАЙОНЕ АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2022 ГОД	388

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Морское открыто в 1965 году скважиной №6, при опробовании которой, получен промышленный приток нефти из аптских отложений нижнего мела. Месторождение Огайское открыто в 1982 году скважиной №30, в которой при опробовании получен промышленный приток нефти из аптских отложений нижнего мела.

С 1966 года по 2003 год месторождение находилось в консервации.

С 2003 года на основании контракта от 17.02.2003 №1103 право на разведку и добычу углеводородного сырья получает АО «КоЖаН» (срок действия до 2034 г.).

В промышленной разработке месторождение Морское находится с 2007 года, месторождение Огайское с 2014 года.

В 2016 выполнен «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» где месторождение Огайское учтено как блок месторождения Морское (протокол ГКЗ РК № 1670-16-У от 05.05.2016 г.).

На основе совместного пересчета запасов составлена «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию 01.01.2016 г.» (протокол КГиН МИИНТ РК № 27-5/4617-Ин от 16.09.2016 г.).

Полученные результаты после бурения новых оценочных и эксплуатационных скважин легли в основу для выполнения «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское Атырауской области РК по состоянию изученности на 01.07.2017 г.» утвержденный ГКЗ протокол № 1904-18-У от 03.03.2018 г.

В настоящее время действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2018 г. (протокол ЦКРР РК № 2/13 от 5.10.2018 г.). Проектные показатели были утверждены на период 2018-2021 годы по рекомендуемому варианту 2.

В 2019 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.11.2018 г.» с учетом результатов бурения 37 новых скважин, переинтерпретации материалов ГИС и опробования. Отчет был принят к сведению, до завершения судебных разбирательств (протокол №2120-19 от 26.11.2019 г.).

В 2020 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2020 г., в котором были пересчитаны технологические показатели на весь срок эксплуатации, согласно протоколу заседания ЦКРиР РК № 7/7 от 12.11.2020 г. показатели были утверждены на 3 года 2020-2022 гг.

В 2021 году выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений...» по состоянию на 01.07.2021 г. по договору № 097-21 от 25.03.2021 г., между АО «КоЖан» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

В 2022 году в связи с завершением арбитражного суда в отношении месторождения Морское, включая блок Огайское, Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РК) было решено утвердить геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское протоколом ГКЗ РК №2423-22-У от 28.03.2022 г., который является дополнением к Протоколу ГКЗ РК №2120-19 от 26.11.2019 г.

На основе «Пересчета запасов...» составлен настоящий «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», а также «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе АО «КоЖан» за сотрудничество при выполнении данной работы.

Раздел ООС выполнен ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM», г. Актау, имеющим лицензию Министерства охраны окружающей среды РК 01678Р № 14009881 от 12.07.2014 года.

Заказчиком на проектирование выступает АО «КоЖан».

Настоящий раздел охраны окружающей среды к «Проекту разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду.

Целью проведения раздела охраны окружающей среды является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия объекта хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Разработка раздела охраны 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 реализации намечаемой деятельности.

Раздел охраны окружающей среды включает следующие разделы:

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности в рамках проекта разработки.
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района проведения работ.
- Сведения о социально-экономической среде (хозяйственное положение, занятость трудоспособного населения и т.д.).
- Возможные виды воздействия вариантов намечаемой деятельности на окружающую среду при нормальном (штатном) режиме работы предприятия и при аварийных ситуациях.
- Анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности, включающий основные направления мероприятий по охране окружающей среды, укрупненную оценку возможного ущерба, а также предложения по организации и составу проведения специальных комплексных экологических исследований на месторождении.
- Ориентировочные объемы выбросов загрязняющих веществ и объемы образования отходов.

Данный раздел выполнен в соответствии с действующими нормативными и законодательными документами в Республике Казахстан, согласно Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI ЗРК от 02.01.2021 г.), Приложению 3 к Инструкции по организации проведения экологической оценки содержание раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации намечаемой деятельности к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424, а также действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Приморского поднятия. Солянокупольная структура Морское представляет собой соляной купол, который разрывным нарушением разделен на 3 блока – северо-западный и восточный и южное.

Месторождение Морское, включая блок Огайское расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан в прибрежной зоне Каспийского моря (рис. 1).

Районный центр и железнодорожная станция Кульсары находятся к северо-востоку от месторождения в 120 км, областной центр г. Атырау расположен в 310 км.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки: Прорва (10 км) и Сарыкамыс (15 км).

На северо-востоке от месторождения находится разрабатываемое месторождение Тенгиз, на юге и юго-востоке – месторождения Западная Прорва и С. Нуржанов. В 16 км к востоку от месторождения проложен нефтепровод Прорва-Кульсары, в 134 км проходит газопровод Средняя Азия-Центр.

В орографическом отношении территория представляет собой слабо всхолмленную равнину с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.

Гидрографическая сеть и источники пресной воды отсутствуют. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождении питьевая вода доставляется автотранспортом из поселка Сарыкамыс и месторождения Тенгиз.

Климат района резко континентальный с холодной зимой: температура колеблется от минус 30 до 40 °С и жарким летом: июль плюс 38-42 °С. Преобладающее направление ветров в течение года - юго-восточное. Среднегодовое количество осадков 130-180 мм. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды.

Растительность скудная, характерная для полупустынь и представлена, в основном, полынью и солянками.

Животный мир также типичный для зон полупустынь, и представлен преимущественно грызунами и пресмыкающимися.

Район характеризуется развитой инфраструктурой. По его территории проходят действующие нефтепроводы, газопровод и водовод к северо-востоку от месторождения:

-магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;

-водовод Астрахань-Мангышлак.



Рисунок 1 – Обзорная карта

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В настоящем Проекте разработки рассмотрены 3 варианта разработки предусматривающие оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки месторождения согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [10] и «Методических рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [11].

Объектами разработки месторождения Морское, включая блок Огайское являются объекты блока ***Огайское*** – Io, Шо, IVo, объекты ***Западного*** блока – Из, II, IIIз, IVз, объекты ***Восточного*** блока – Iв, IIIв.

Общий добывающий фонд в целом по месторождению на 01.01.2022 г. составляет 124 ед., из них 2 скважины в бездействии.

Вариант 1

Данный вариант базовый, является реализуемым вариантом утвержденного проекта [5]. Разработка залежей будет осуществляться существующим фондом и дополнительным бурением оставшихся 5-ти проектных скважин, предусмотренных в утвержденном проектным документе. Планируется ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку.

Максимальный фонд добывающих скважин – 136 ед., нагнетательных – 7 ед.

На Объекте Io предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 60 ед.

Объект Из предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина горизонтальная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 14 ед.

Объект Iв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта

Объект II предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина наклонно-направленная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 7 ед. Нагнетательном фонд - 1 ед.

Объект IIIз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 12 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IVо предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина горизонтальная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 33 ед. нагнетательный фонд – 4 ед.

Объект IVз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Вариант 2

В данном варианте предусмотрено бурение 10 добывающих скважин, из них 7 наклонно-направленных и 3 горизонтальных скважин, и ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку. Также предусмотрены переводы 3-х добывающих скважин под нагнетание для поддержания пластового давления.

Максимальный фонд добывающих – 141 ед., нагнетательных – 8 ед.

На Объекте Io предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, все скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 60 ед.

Объект Iз предусмотрено бурение 1 добывающей горизонтальной скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 14 ед.

Объект Iв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта.

Объект II предусмотрено бурение 5 новых добывающих скважин все скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 11 ед. Нагнетательном фонд - 2 ед.

Объект IIIз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IV₀ предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 34 ед., нагнетательный фонд – 4 ед.

Объект IV₃

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Вариант 3

В данном варианте предусмотрено бурение 29 добывающих скважин, из них 7 наклонно-направленных и 22 горизонтальных скважин, и ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку. Также предусмотрены переводы 11-ти добывающих скважин под нагнетание для поддержания пластового давления.

Максимальный фонд добывающих - 155 ед., нагнетательных – 16 ед.

На Объекте I₀ предусмотрено бурение 6 новых добывающих скважин, из них 2 наклонно-направленных и 4 горизонтальных скважин.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 62 ед., нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект I₃ предусмотрено бурение 9 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 22 ед., нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект I₆

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта.

Объект II предусмотрено бурение 8 новых добывающих скважин из них 5 наклонно-направленных и 3 горизонтальных скважин.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. Нагнетательном фонд - 3 ед.

Объект III₃

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект III₆

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IV₀ предусмотрено бурение 3 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 35 ед., нагнетательный фонд – 8 ед.

Объект IVз предусмотрено бурение 3 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 7 ед.

График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки представлена в таблице 3.4.2.1

Результаты расчетов технологических показателей разработки в целом по месторождению по трем вариантам, приведены в таблицах 1-6.

Таблица 3 – График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки

Годы	Вариант 1					Вариант 2					Вариант 3				
	Io	Iз	II	IVo	IVз	Io	Iз	II	IVo	IVз	Io	Iз	II	IVo	IVз
2022	2 (413, 415)	1 (412)	1 (410)	1 (408)	-	2 (413, 415)	1 (412)	1 (410)	1 (408)	-	2 (413, 415)	1 (412)	1 (410)	1 (408)	-
2023								4 (61, 68, 69, 84)	1 (520)		-	-	4 (61, 68, 69, 84)	-	-
2024											1 (521)	2 (404, 405)	1 (406)	1 (520)	-
2025											1 (534)	2 (418, 419)	-	1 (533)	1 (533)
2026											-	2 (422, 423)	2 (421, 425)	-	1 (424)
2027											2 (535, 536)	2 (427, 428)	-	-	1 (426)

Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки рациональной разработки залежей месторождения Морское, включая блок Огайское а также экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Расчеты проводились с использованием данных созданных и адаптированных к фактическому состоянию разработки с использованием аналитической методики. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

Согласно технико-экономических расчетов к реализации рекомендуется вариант 3. Результаты расчетов технологических показателей разработки по рекомендуемому варианту, приведены в таблицах 4.1.1 – 4.1.2, в целом по месторождению. По вариантам 1 и 2 в табличных приложениях 1 – 4.

Таблица 1 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 1-вариант

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	мех.		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	136	136	7	10,6	30,5	195,3
2024	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	135	135	7	9,3	34,6	225,0
2025	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	8,1	37,1	251,5
2026	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	7,1	37,3	300,9
2027	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	6,3	44,5	334,6
2028	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	5,8	44,8	342,3
2029	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	134	134	7	5,3	44,4	361,4
2030	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	134	134	7	4,8	43,6	354,6
2031	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	133	133	7	4,5	43,1	401,1
2032	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	132	132	7	4,1	42,2	393,2
2033	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	1,0	1,0	0	0	132	132	7	3,8	41,8	384,5
2034	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	1,0	1,0	1	0	131	131	7	3,5	41,1	376,1
2035	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	129	129	7	3,2	39,9	404,2
2036	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	60	0	69	69	7	1,8	14,3	177,3
2037	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	69	69	7	3,1	26,2	174,1
2038	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	68	68	7	2,9	26,1	171,0
2039	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	68	68	7	2,7	25,5	167,3
2040	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	67	67	7	2,5	24,9	163,7
2041	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	65	65	7	2,4	25,0	160,7
2042	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	65	65	7	2,3	24,7	156,4
2043	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	64	64	7	2,1	24,2	154,0
2044	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	64	64	7	2,0	24,1	152,0
2045	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	62	62	7	1,9	24,1	149,8
2046	0	0	0	0	68,0	180,2	0,0	0,0	0,0	11	0	51	51	7	1,7	22,6	147,8
2047	0	0	0	0	68,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	51	51	7	1,9	27,1	145,8
2048	0	0	0	0	67,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	49	49	7	1,9	27,2	143,7

Таблица 2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 1-вариант

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекае-мых отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекае-мых запасов, %	Коэффи-циент нефте-извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компен-сация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо-вая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	59,6	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	497,9	5,0	8,9	4766,5	48,3	0,158	1438,8	1438,8	9402,7	9402,7	65,4	541,7	3706,2	39	15,3	147,3
2024	434,4	4,4	8,5	5201,0	52,7	0,173	1620,9	1620,9	11023,6	11023,6	73,2	624,2	4330,3	41	13,3	160,6
2025	378,7	3,8	8,1	5579,6	56,5	0,185	1737,2	1737,2	12760,8	12760,8	78,2	697,8	5028,1	43	11,6	172,2
2026	333,3	3,4	7,8	5912,9	59,9	0,196	1746,4	1746,4	14507,2	14507,2	80,9	834,8	5862,9	51	10,2	182,4
2027	297,2	3,0	7,5	6210,0	62,9	0,206	2085,2	2085,2	16592,4	16592,4	85,7	928,1	6791,0	48	9,1	191,5
2028	271,2	2,7	7,4	6481,3	65,6	0,215	2097,1	2097,1	18689,5	18689,5	87,1	949,4	7740,5	49	8,3	199,9
2029	246,3	2,5	7,2	6727,5	68,1	0,223	2060,9	2060,9	20750,4	20750,4	88,1	1002,6	8743,1	53	7,6	207,4



2030	224,5	2,3	7,1	6952,0	70,4	0,231	2023,8	2023,8	22774,2	22774,2	88,9	983,7	9726,9	53	6,9	214,3
2031	205,6	2,1	7,0	7157,7	72,5	0,237	1986,6	1986,6	24760,8	24760,8	89,6	1112,6	10839,5	61	6,3	220,6
2032	188,8	1,9	6,9	7346,4	74,4	0,244	1947,2	1947,2	26708,0	26708,0	90,3	1090,8	11930,3	61	5,8	226,4
2033	173,0	1,8	6,8	7519,4	76,1	0,249	1900,8	1900,8	28608,8	28608,8	90,9	1066,7	12996,9	62	5,3	231,7
2034	159,7	1,6	6,8	7679,1	77,7	0,255	1859,4	1859,4	30468,2	30468,2	91,4	1043,4	14040,3	62	4,9	236,6
2035	146,8	1,5	6,7	7826,0	79,2	0,260	1811,9	1811,9	32280,1	32280,1	91,9	1121,2	15161,6	68	4,5	241,1
2036	78,6	0,8	3,8	7904,6	80,0	0,262	640,0	640,0	32920,1	32920,1	87,7	491,9	15653,4	84	2,4	243,5
2037	73,5	0,7	3,7	7978,1	80,8	0,265	626,7	626,7	33546,8	33546,8	88,3	482,8	16136,3	84	2,3	245,8
2038	68,5	0,7	3,6	8046,6	81,5	0,267	616,4	616,4	34163,3	34163,3	88,9	474,4	16610,6	84	2,1	247,9
2039	63,8	0,6	3,5	8110,4	82,1	0,269	602,0	602,0	34765,3	34765,3	89,4	464,2	17074,8	84	2,0	249,8
2040	59,4	0,6	3,4	8169,7	82,7	0,271	587,2	587,2	35352,5	35352,5	89,9	454,0	17528,8	85	1,8	251,7
2041	55,3	0,6	3,2	8225,0	83,3	0,273	573,2	573,2	35925,8	35925,8	90,4	445,9	17974,7	85	1,7	253,3
2042	51,2	0,5	3,1	8276,2	83,8	0,275	556,5	556,5	36482,2	36482,2	90,8	433,9	18408,5	86	1,6	254,9
2043	48,0	0,5	3,0	8324,2	84,3	0,276	545,3	545,3	37027,5	37027,5	91,2	427,1	18835,6	86	1,5	256,4
2044	45,1	0,5	2,9	8369,3	84,7	0,278	535,6	535,6	37563,0	37563,0	91,6	421,6	19257,2	87	1,4	257,8
2045	42,6	0,4	2,8	8411,9	85,2	0,279	527,1	527,1	38090,1	38090,1	91,9	415,6	19672,8	87	1,3	259,1
2046	35,7	0,4	2,4	8447,6	85,5	0,280	485,7	485,7	38575,8	38575,8	92,6	410,0	20082,8	93	1,1	260,2
2047	33,8	0,3	2,4	8481,3	85,9	0,281	479,1	479,1	39055,0	39055,0	93,0	404,4	20487,2	93	1,0	261,2
2048	31,6	0,3	2,3	8512,9	86,2	0,282	462,1	462,1	39517,1	39517,1	93,2	398,7	20885,9	95	1,0	262,2

Таблица3 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2-вариант

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	мех.		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	5	5	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	141	141	7	10,7	29,7	191,2
2024	0	0	0	0	148,0	187,5	1,0	0,0	0,0	1	0	139	139	8	9,3	33,4	173,8
2025	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	8,2	36,3	183,4
2026	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	7,3	36,6	183,8
2027	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	6,5	43,6	181,5
2028	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	5,9	43,9	184,9
2029	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	138	138	8	5,5	43,5	181,3
2030	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	138	138	8	5,0	42,8	178,5
2031	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	137	137	8	4,6	42,3	179,0
2032	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	136	136	8	4,3	41,5	176,9
2033	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	1,0	1,0	0	0	136	136	8	4,0	41,2	174,3
2034	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	1,0	1,0	1	0	135	135	8	3,7	40,4	172,2
2035	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	2	0	133	133	8	3,4	39,3	169,6
2036	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	60	0	73	73	8	3,5	26,1	166,9
2037	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	73	73	8	3,4	25,9	164,4
2038	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	72	72	8	3,2	25,9	161,9
2039	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	72	72	8	3,0	25,4	158,9
2040	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	71	71	8	2,8	24,8	155,8
2041	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	2	0	69	69	8	2,7	25,0	153,4
2042	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	69	69	8	2,5	24,5	148,6
2043	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	68	68	8	2,4	24,1	146,7
2044	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	68	68	8	2,3	24,1	145,1
2045	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	2	0	66	66	8	2,2	24,1	143,4
2046	0	0	0	0	148,0	105,1	0,0	0,0	0,0	11	0	55	55	8	1,9	22,7	141,9



2047	0	0	0	0	148,0	105,1	0,0	0,0	0,0	0	0	55	55	8	2,2	26,9	140,2
2048	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,2	27,1	138,6
2049	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,1	26,8	136,9
2050	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,0	26,4	135,2
2051	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	0	0	49	49	7	1,9	24,6	131,2
2052	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	1	0	48	48	7	1,9	24,7	129,2
2053	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	0	0	48	48	7	1,8	24,3	127,1

Таблица 4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 2-вариант

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекае-мых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекае-мых запасов, %	Коэффи-циент нефте-извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо-вая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	60	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	512,5	5,2	9,1	4781,2	48,4	0,159	1420,7	1420,7	9384,6	9384,6	64	530,5	3695,0	39	15,7	147,7
2024	451,4	4,6	8,9	5232,6	53,0	0,174	1622,4	1622,4	11007,0	11007,0	72	542,4	4237,3	35	13,8	161,6
2025	396,1	4,0	8,5	5628,6	57,0	0,187	1749,2	1749,2	12756,2	12756,2	77	572,3	4809,6	35	12,1	173,7
2026	350,0	3,5	8,2	5978,6	60,5	0,198	1763,5	1763,5	14519,7	14519,7	80	573,5	5383,1	35	10,7	184,4
2027	313,3	3,2	8,0	6291,9	63,7	0,209	2103,7	2103,7	16623,4	16623,4	85	566,5	5949,6	29	9,6	194,1
2028	286,7	2,9	8,0	6578,6	66,6	0,218	2117,2	2117,2	18740,6	18740,6	86	577,0	6526,6	30	8,8	202,9
2029	261,1	2,6	7,9	6839,8	69,2	0,227	2082,3	2082,3	20822,8	20822,8	87	565,7	7092,3	30	8,0	210,9
2030	238,9	2,4	7,9	7078,7	71,7	0,235	2046,4	2046,4	22869,2	22869,2	88	557,0	7649,3	30	7,3	218,2
2031	219,6	2,2	7,8	7298,3	73,9	0,242	2010,3	2010,3	24879,5	24879,5	89	558,6	8207,9	30	6,7	224,9
2032	202,3	2,0	7,8	7500,6	75,9	0,249	1972,0	1972,0	26851,5	26851,5	90	551,9	8759,9	31	6,2	231,1
2033	186,1	1,9	7,8	7686,7	77,8	0,255	1926,8	1926,8	28778,3	28778,3	90	544,1	9304,0	31	5,7	236,8
2034	172,4	1,7	7,9	7859,1	79,6	0,261	1886,4	1886,4	30664,7	30664,7	91	537,5	9841,5	31	5,3	242,1
2035	159,2	1,6	7,9	8018,3	81,2	0,266	1840,0	1840,0	32504,7	32504,7	91	529,4	10370,9	32	4,9	247,0
2036	90,5	0,9	4,9	8108,8	82,1	0,269	669,2	669,2	33173,9	33173,9	86	520,9	10891,8	85	2,8	249,8
2037	85,0	0,9	4,8	8193,8	83,0	0,272	656,8	656,8	33830,7	33830,7	87	512,9	11404,7	85	2,6	252,4
2038	79,7	0,8	4,7	8273,5	83,8	0,275	647,5	647,5	34478,3	34478,3	88	505,2	11909,9	85	2,4	254,8
2039	74,6	0,8	4,6	8348,0	84,5	0,277	634,1	634,1	35112,4	35112,4	88	495,8	12405,7	85	2,3	257,1
2040	69,7	0,7	4,6	8417,8	85,2	0,279	620,2	620,2	35732,6	35732,6	89	486,3	12892,0	86	2,1	259,3
2041	65,3	0,7	4,5	8483,1	85,9	0,281	607,1	607,1	36339,6	36339,6	89	478,9	13370,9	86	2,0	261,3
2042	60,9	0,6	4,4	8544,0	86,5	0,283	587,0	587,0	36926,6	36926,6	90	463,8	13834,7	86	1,9	263,1
2043	57,4	0,6	4,3	8601,4	87,1	0,285	576,7	576,7	37503,3	37503,3	90	457,8	14292,5	87	1,8	264,9
2044	54,3	0,5	4,2	8655,6	87,6	0,287	567,8	567,8	38071,1	38071,1	90	452,9	14745,4	87	1,7	266,6
2045	51,5	0,5	4,2	8707,1	88,1	0,289	560,1	560,1	38631,2	38631,2	91	447,6	15193,0	88	1,6	268,1
2046	44,4	0,4	3,8	8751,5	88,6	0,290	519,6	519,6	39150,8	39150,8	91	442,7	15635,6	94	1,4	269,5
2047	42,2	0,4	3,7	8793,7	89,0	0,292	513,7	513,7	39664,6	39664,6	92	437,7	16073,3	94	1,3	270,8
2048	39,8	0,4	3,7	8833,6	89,4	0,293	497,4	497,4	40162,0	40162,0	92	432,6	16505,9	96	1,2	272,0
2049	37,9	0,4	3,6	8871,5	89,8	0,294	491,6	491,6	40653,6	40653,6	92	427,3	16933,2	96	1,2	273,2
2050	36,1	0,4	3,6	8907,7	90,2	0,296	485,7	485,7	41139,3	41139,3	93	422,0	17355,2	96	1,1	274,3
2051	33,0	0,3	3,4	8940,7	90,5	0,297	417,8	417,8	41557,1	41557,1	92	363,9	17719,1	96	1,0	275,3
2052	31,5	0,3	3,4	8972,2	90,8	0,298	411,4	411,4	41968,5	41968,5	92	358,3	18077,4	96	1,0	276,3
2053	29,9	0,3	3,3	9002,1	91,1	0,299	404,9	404,9	42373,4	42373,4	93	352,5	18430,0	96	0,9	277,2

Таблица 5 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 3-вариант

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добы- вающих	нагне- татель- ных							всего	нагне- татель- ных	всего	мех.		нефти, т/сут	жид- кости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	4	4	0	0	147,0	185,8	0,0	0,0	0,0	0	0	140	140	7	10,6	30,2	193,2
2024	5	5	0	0	152,0	192,8	1,0	0,0	0,0	1	0	143	143	8	9,3	31,2	173,0
2025	5	5	0	0	157,0	200,2	1,0	0,0	0,0	0	0	147	147	9	8,3	31,2	209,1
2026	5	5	0	0	162,0	210,0	1,0	0,0	0,0	0	0	151	151	10	7,5	31,5	214,7
2027	5	5	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	155	155	11	6,7	32,9	202,7
2028	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	154	154	12	6,2	32,4	188,1
2029	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	153	153	13	5,7	31,7	210,5
2030	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	152	152	14	5,4	30,9	190,7
2031	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	151	151	15	5,0	30,1	189,0
2032	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	1	0	149	149	16	4,7	29,5	191,7
2033	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	1,0	1,0	0	0	149	149	16	4,5	28,7	189,7
2034	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	1,0	1,0	0	0	149	149	16	4,2	27,7	183,2
2035	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	0,0	0,0	2	0	147	147	16	3,9	26,7	177,0
2036	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	62	2	85	85	14	4,2	26,2	120,3
2037	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	85	85	14	4,0	26,3	119,0
2038	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	84	84	14	3,8	26,4	116,8
2039	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	84	84	14	3,6	25,8	114,3
2040	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	83	83	14	3,4	25,5	114,3
2041	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	82	82	14	3,3	25,3	112,2
2042	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	82	82	14	3,1	25,0	109,0
2043	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	81	81	14	3,0	24,7	107,4
2044	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	81	81	14	2,8	24,5	105,6
2045	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	2	0	79	79	14	2,7	24,4	103,6
2046	0	0	0	0	167,0	117,1	0,0	0,0	0,0	18	1	61	61	13	2,0	21,1	97,4
2047	0	0	0	0	167,0	117,1	0,0	0,0	0,0	0	0	61	61	13	2,5	26,9	95,8
2048	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	2	0	59	59	13	2,4	26,9	94,2
2049	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	0	0	59	59	13	2,3	26,5	92,6
2050	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	0	0	59	59	13	2,2	26,0	91,0
2051	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	5	1	54	54	12	2,2	24,7	85,0
2052	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	2,1	24,2	83,1
2053	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	2,0	23,7	81,3
2054	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	1,9	23,2	79,4
2055	0	0	0	0	167,0	85,5	0,0	0,0	0,0	11	2	43	43	10	2,0	16,0	48,0

Таблица 6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 3-вариант

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекае-мых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекае-мых запасов, %	Кoeffи-циент нефте-извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо- вая	накоп- ленная		годовая	накоп- ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17



2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	60	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	500,4	5,1	8,9	4769,0	48,3	0,158	1431,4	1431,4	9395,4	9395,4	65	535,9	3700,4	39	15,3	147,4
2024	459,5	4,7	9,0	5228,6	52,9	0,173	1540,9	1540,9	10936,2	10936,2	70	539,9	4240,3	37	14,1	161,4
2025	421,5	4,3	9,1	5650,1	57,2	0,187	1584,0	1584,0	12520,3	12520,3	73	725,2	4965,5	48	12,9	174,4
2026	387,0	3,9	9,2	6037,0	61,1	0,200	1619,0	1619,0	14139,3	14139,3	76	819,0	5784,5	54	11,9	186,2
2027	355,6	3,6	9,3	6392,6	64,7	0,212	1751,0	1751,0	15890,3	15890,3	80	843,3	6627,8	52	10,9	197,1
2028	328,9	3,3	9,4	6721,5	68,0	0,223	1732,3	1732,3	17622,6	17622,6	81	848,1	7475,9	53	10,1	207,2
2029	304,5	3,1	9,6	7026,1	71,1	0,233	1682,5	1682,5	19305,1	19305,1	82	1021,8	8497,7	65	9,3	216,6
2030	282,0	2,9	9,9	7308,0	74,0	0,242	1626,6	1626,6	20931,7	20931,7	83	991,9	9489,6	66	8,6	225,2
2031	264,1	2,7	10,3	7572,1	76,7	0,251	1587,0	1587,0	22518,7	22518,7	83	1048,4	10538,1	71	8,1	233,3
2032	247,3	2,5	10,7	7819,4	79,2	0,259	1544,9	1544,9	24063,6	24063,6	84	1130,0	11668,1	79	7,6	240,9
2033	230,3	2,3	11,2	8049,7	81,5	0,267	1473,7	1473,7	25537,3	25537,3	84	1118,2	12786,3	82	7,1	248,0
2034	215,3	2,2	11,8	8265,1	83,7	0,274	1426,2	1426,2	26963,5	26963,5	85	1080,1	13866,3	82	6,6	254,6
2035	200,6	2,0	12,4	8465,6	85,7	0,281	1381,9	1381,9	28345,4	28345,4	85	1043,5	14909,8	82	6,2	260,7
2036	124,5	1,3	8,8	8590,2	87,0	0,285	781,8	781,8	29127,2	29127,2	84	625,5	15535,3	87	3,8	264,6
2037	117,9	1,2	9,2	8708,0	88,2	0,289	775,5	775,5	29902,7	29902,7	85	618,9	16154,2	86	3,6	268,2
2038	111,3	1,1	9,5	8819,3	89,3	0,293	768,3	768,3	30671,0	30671,0	86	607,6	16761,8	86	3,4	271,6
2039	105,0	1,1	9,9	8924,3	90,3	0,296	752,6	752,6	31423,6	31423,6	86	594,5	17356,3	86	3,2	274,8
2040	99,1	1,0	10,4	9023,4	91,3	0,299	743,7	743,7	32167,3	32167,3	87	594,5	17950,8	87	3,0	277,8
2041	93,8	0,9	11,0	9117,2	92,3	0,302	729,2	729,2	32896,5	32896,5	87	583,8	18534,6	87	2,9	280,7
2042	88,7	0,9	11,7	9205,9	93,2	0,305	709,8	709,8	33606,3	33606,3	87	567,1	19101,7	87	2,7	283,4
2043	84,1	0,9	12,5	9290,0	94,0	0,308	701,5	701,5	34307,8	34307,8	88	558,6	19660,3	87	2,6	286,0
2044	79,8	0,8	13,6	9369,8	94,9	0,311	688,5	688,5	34996,3	34996,3	88	549,1	20209,3	87	2,4	288,5
2045	75,8	0,8	14,9	9445,6	95,6	0,313	676,0	676,0	35672,3	35672,3	89	538,7	20748,1	87	2,3	290,8
2046	55,2	0,6	12,8	9500,8	96,2	0,315	577,6	577,6	36250,0	36250,0	90	472,6	21220,7	90	1,7	292,5
2047	52,5	0,5	13,9	9553,3	96,7	0,317	569,3	569,3	36819,3	36819,3	91	465,2	21685,9	90	1,6	294,1
2048	49,6	0,5	15,3	9602,8	97,2	0,319	550,0	550,0	37369,4	37369,4	91	457,5	22143,4	91	1,5	295,6
2049	47,1	0,5	17,1	9649,9	97,7	0,320	541,2	541,2	37910,6	37910,6	91	449,7	22593,1	91	1,4	297,1
2050	44,8	0,5	19,6	9694,7	98,1	0,322	532,2	532,2	38442,7	38442,7	92	441,8	23034,9	91	1,4	298,4
2051	41,4	0,4	22,6	9736,1	98,6	0,323	463,3	463,3	38906,0	38906,0	91	383,1	23418,0	91	1,3	299,7
2052	39,3	0,4	27,7	9775,4	99,0	0,324	453,7	453,7	39359,7	39359,7	91	374,8	23792,8	91	1,2	300,9
2053	37,3	0,4	36,3	9812,7	99,3	0,326	443,9	443,9	39803,7	39803,7	92	366,3	24159,2	91	1,1	302,1
2054	35,4	0,4	54,1	9848,0	99,7	0,327	434,1	434,1	40237,7	40237,7	92	357,8	24517,0	91	1,1	303,2
2055	29,1	0,3	100,0	9877,1	100,0	0,328	238,7	238,7	40476,4	40476,4	88	183,1	24700,1	84	0,9	304,0

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

По состоянию на 01.01.2022 г. действующий фонд скважин месторождения Морское включая блок Огайское составляет 122 единицы, скважины 6 и 11 находятся в бездействующем фонде.

86 скважин действующего фонда эксплуатируются механизированным способом с использованием ВШНУ, 31 скважина – с использованием УЭЦН, 5 скважин фонтанируют.

Работа скважин осложняется тем, что в составе нефти отложений Восточного, Западного и Огайского блоков месторождения Морское содержание парафина составляет до 3,08%, смол – до 32,4%, асфальтенов – до 5,69%. Средняя обводненность продукции скважин месторождения Морское составляет 54,8%.

Эксплуатация скважин фонтанным способом

По состоянию на 01.01.2022 г. фонтанным способом эксплуатируются 5 скважин действующего фонда, из них скважина 10 разрабатывает I объект, скважина 396 – II объект, скважины 509, 510, 529 – III объект.

Параметры работы скважин приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика работы фонтанных скважин

№ скв	Объект Горизонт	Интервал перфорации	Глубина спуска НКТ	Параметры работы по состоянию на 01.01.2022 г.				Рзб*, МПа Дата замера	Рпл*, МПа Дата замера
				дебит ж- сти, т/сут	дебит нефти, т/сут	% воды	Диаметр штуцера, мм		
10	I K1al3-K1a	1170,5-1176,5 1248,0-1263,0	1120,0	79,4	14,7	81,5	9	12,1	12,6
396	II K1a+K1ne1A	1517,0-1520,0 1541,0-1546,0	1388,2	6,0	3,1	47,6	8	-	-
149	III K1ne2-1	1269,5-1274,5 1275,5-1278,5 1279,5-1285,5	1195,0	30,5	23,4	23,4	8	-	-
510	III K1nc1-B	1265,0-1282,0 1284,0-1458,0 1491,0-1500,0	1205,6	18,1	16,4	9,6	8	-	-
529	III K1nc1-B	1243,6-1560,7	1218,9	12,0	10,9	8,6	10	-	-

*-из технологических режимов работы скважин

Скважины фонтанируют со средним дебитом жидкости 29,2 т/сут, нефти 13,7 т/сут при обводненности от 8,6% до 81,5 %.

Забойное давление в исследованной фонтанной скважине 10 превышает давление насыщения для I объекта, равного 8,09 МПа, что соответствует условиям разработки и ограничению.

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а так же для направления продукции скважины в систему сбора на устье скважин установлено

наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры на рабочее давление 21 и 35 МПа и трубной головки разных фирм-производителей, которое по своей характеристике соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении.

Изменение режима работы скважины осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки. Применяемые регулируемые штуцеры предусматривают возможность изменения (регулирования) проходного сечения.

Все скважины месторождения оборудованы фонтанными подъемниками с наружным диаметром 73 мм, что отвечает рекомендациям проекта и является рациональным в условиях эксплуатации месторождения Морское. Насосно-компрессорные трубы установлены выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 24,9 м (скважина 529) до 128,8 м (скважина 396). С учетом глубины залегания продуктивных пластов, применяются НКТ из стали J-55 толщиной стенки 5.5 мм (стандарт 5А АНИ), что соответствует марки Д (ГОСТ 633-80) и рекомендациям проекта. На башмаке колонны НКТ установлены направляющие воронки для посадки в них измерительных приборов при исследовании и инструмента при проведении подземных ремонтов.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ($\Gamma_{эф}$) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$ ($\Gamma_{эф} \geq R_{опт}$).

Для фонтанирования при $P_{заб} \geq P_{нас}$, при котором выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике на глубине, где давление равно $P_{нас}$, условие фонтанирования будет следующим:

$$\frac{\Gamma - 10^3 * P_y * \alpha / \rho_n}{2} * \left(1 - \frac{n_p}{100}\right) \geq \frac{0,388 * H * (H * \rho_{ж} * g - P_{нас} + P_y)}{d^{0.5} (P_{нас} - P_y) \lg \left(\frac{P_{нас}}{P_y} \right)}$$

где: Γ – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости, МПа⁻¹;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье, МПа;

n_p – обводненность продукции, %;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

d – внутренний диаметр НКТ, м.

H – длина подъемника (расстояние от устья до сечения, у которого давление равно давлению насыщения), м

Решая уравнение относительно H , определяем глубину ($H_{нас}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. При условии, что фонтанные трубы спущены до

интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $P_{нас}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{нас}$ до башмака $H_б$:

$$P_{заб} = P_{нас} + (H_б - H_{нас}) * \rho_n * g ,$$

где: ρ_n - плотность насыщенной газом нефти.

В таблице 8 приведены средние значения параметров для расчета условий фонтанирования по объектам разработки.

Как видно из таблицы, условия фонтанирования в НКТ диаметром 73 мм при существующих исходных характеристиках пластов возможны при забойных давлениях в диапазоне значений от давления насыщения до пластового давления с устьевыми давлениями:

- от 0,5 до 1,0 МПа – для разработки пластов III объекта (нижнеальбский горизонт) западный блок;
- от 0,5 до 1,5 МПа – для разработки пластов IV объекта (аптский+неокомский горизонт) огайский блок;
- от 0,5 до 3,0 МПа – для разработки пластов I объекта (верхнеальбские горизонты) восточный блок.

Максимальные и минимальные устьевые давления ограничиваются обеспечением планируемых дебитов и продвижением продукции в систему сбора.

Вновь вводимые в фонтанную эксплуатацию скважины предлагается оборудовать фонтанной арматурой, рассчитанной на рабочее давление 35 МПа. Проходной диаметр стволовой части ёлки и проходной диаметр боковых отводов должен составлять 65 мм. Фонтанная арматура должна быть снабжена ручным управлением запорными устройствами (задвижками).

Ствол фонтанной ёлки должен быть оборудован двумя запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудованы запорными устройствами и регулируемые штуцерами. Подвеска НКТ осуществляется на резьбе переводника трубной головки.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб до интервала перфорации обусловлена необходимостью сохранения скорости потока для выноса с забоя жидкости. Башмак колонны рекомендуется оборудовать воронкой или крестовиной для посадки измерительных приборов при исследовании и инструмента при подземном ремонте.

Таблица 8 – Результаты расчета условий фонтанирования по объектам разработки

Параметры	Значения							
	I объект (верхнеальбские горизонты)			II объект (средне альбский горизонт)	III объект (нижнеальбский горизонт)	III объект (нижнеальбский+ аптский горизонт) (Восточный)	IV объект (аптский+неокомский горизонт)	
	огайский блок	западный блок	восточный блок	западный блок	западный блок	восточный блок	огайский блок	западный блок
Исходные данные для расчёта								
Средняя глубина залегания, м	917	979	886	1162	1377	1280	1384	1557
Пластовое давление, МПа	6,9	9,1	12,0	10,98	13,51	8,0	14,3	15,1
Давление насыщения, МПа	2,99	6,19	6,98	6,62	11,65	7,95	12,4	11,15
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	939	936	897	908	913	848	944	948,2
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	973,7	980,0	967,9	963,4	995,2	965,9	1014,8	1038,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	10,9	21,3	30,37	27,8	45,23	20,6	41,3	56,82
Плотность пластовой воды, кг/м ³	н.д	н.д	1109	н.д	н.д	1130	н.д	н.д
Средняя обводненность (проектное значение для первых 3-х лет разработки), %	65,6	56,4	56,6	78,7	67,0	80,0	49,0	72,8
Результаты расчёта минимального забойного давления фонтанирования (для $R_{заб} > R_{нас}$)								
R забойное минимальное, МПа	-	-	8,24-11,64	-	13,00-13,51	-	12,35-14,30	-
R устьевое, МПа	-	-	0,5-3,0	-	0,5-1,0	-	0,5-1,5	-

Эксплуатации скважин винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ)

Область применения ВШНУ — пластовые жидкости высокой вязкости, повышенного содержания газа и механических примесей.

С использованием ВШНУ работают 86 скважин. Из них: 11 скважин эксплуатируют I объект, 16 скважин - II объект, 59 скважины - III объект.

Подземное оборудование состоит из винтовых насосов, насосно-компрессорных труб (НКТ) и штанг.

В 24 скважины спущены установки "KUDU" с номинальной производительностью 17, 32, 43, 56 и 60 м³/сут.

В скважину 22 спущен насос "NETZSCH" производительностью 40 м³/сут.

В 5 скважин (№№ 53, 59, 171, 518, 522) спущены установки "Интерсервис" с номинальной производительностью 13, 32 и 40 м³/сут.

На скважине 175 установлен винтовой насос «Weatherford» компании «Канаросс» производительностью 32 м³/сут, имеющий два основных компонента, это однозаходный ротор из легированной стали, соединенный с колонной штанг и двухзаходный статор с внутренней прокладкой из каучукоподобного полимера прикрепленный к колонне НКТ.

В скважину 200 спущен насос "Canaross" производительностью 32 м³/сут.

Остальные скважины работают с винтовыми насосами "Шанли" с номинальной производительностью 17, 27, 32, 43 и 56 м³/сут.

Все винтовые насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 6 м (скважина 15) до 591 м (скважина ЮЗМ-1).

Винтовые насосы погружены под динамический уровень на глубину от 77 м (скважина 348) до 962 м (скважина 6Д).

Характеристика работы скважин, оборудованных ВШНУ, представлена в таблице 9.

I объект разрабатывают 11 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2022 г. колеблется от 2,6 т/сут до 11,5 т/сут, жидкости – от 11,3 т/сут до 36,5 т/сут, обводнённость – от 61,3% до 86,8%.

II объект разрабатывает 16 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2022 г. колеблется от 1,8 т/сут до 16,8 т/сут, жидкости – от 7,9 т/сут до 40,1 т/сут, обводнённость – от 26,8% до 93,0%.

III объект разрабатывают 59 скважин. Средний дебит нефти колеблется от 0,7 т/сут до 47,1 т/сут, жидкости – от 1,0 т/сут до 77,6 т/сут, обводнённость – от 8,6% до 91,8%.

Таблица 9 – Характеристика работы насосных установок ВШНУ, применяемых на месторождении

Объект, горизонт, крыло	Используемые винтовые насосы	№ скв	Параметры работы скважин* (по состоянию на 01.01.2022 г.)			
			дебит нефти т/сут	дебит жидкости м³/сут	% воды	Ндин, м
I К _{1a} + не Морское Восточный блок	"KUDU" "Шанли" "NETZSCH"	6Д, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35	2,6-11,5	11,3-36,5	61,3-86,8	133-782
II К _{1al} , К _{1e3} Морское Западный блок	"KUDU" "Шанли" "Интерсервис"	19, 56, 59, 60, 67, 81, 82, 346, 348, 360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1	1,8-16,8	7,9-40,1	26,8-93,0	68-771
III К _{1al} , К _{1a} + не, К _{1ne1} , К _{1ne2} , К _{1a} блок Огайское	"KUDU" "Шанли" "Интерсервис" "Canaross" "Weatherford"	20, 30, 33, 32, 50, 51, 53, 54, 55, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 134, 139, 141, 143, 148, 155, 159, 162, 167, 171, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 200, 201, 202, 203, 414, 417, 500, 502, 505, 506, 507, 509, 511, 512, 513, 517, 518, 519, 522, 525, 526, 531, 532	0,7-47,1	1,0-77,6	8,6-91,8	37-1051

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении винтовые насосные установки.

Эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)

С использованием УЭЦН работают 31 скважина. Из них: 6 скважин (№№ 57, 83, 322, 326, 342, 364) разрабатывают II объект, 25 скважин (№№ 31, 34, 52, 70, 142, 145, 146, 170, 172, 407, 409, 411, 416, 501, 503, 504, 508, 514, 515, 516, 523, 524, 527, 528, 530)- III объект.

С обводнённостью от 60 до 80% работают 6 скважин (№№ 31, 57, 83, 142, 342, 515), с обводнённостью выше 80% - 4 скважины (№№ 501, 504, 514, 528). На остальных скважинах обводнённость ниже 60%.

На скважинах №№ 34, 70, 146, 172, 322, 342, 364, 407, 411, 508, 514, 515, 524, 527, 530) дебит жидкости не превышает 30 м³/сут, на скважинах №№ 52, 57, 83, 142, 145, 170, 326, 409, 416, 523) дебит жидкости находится в диапазоне от 30 до 50 м³/сут, на скважинах №№ 31, 501, 503, 504, 516, 528 - в диапазоне от 50 до 114 м³/сут.

На месторождении применяются электроцентробежные насосы фирмы "АНСК" с номинальной производительностью 25, 45, 60 и 80 м³/сут (оборудованы 8 скважин №№ 52, 57, 503, 516, 523, 524, 527, 409).

Скважина 31 оборудована УЭЦН "Шлюмбердже" с номинальной производительностью 100 м³/сут.

На остальных скважинах работают УЭЦН "НОВОМЕТ" с номинальной производительностью 25, 35, 45, 80 м³/сут.

Все насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 20 м (скважины 31, 71, 523) до 725 м (скважина 179).

Насосы погружены под динамический уровень на глубину от 105 м (скважина 342) до 934 м (скважина 516).

На устье установлена система управления изменения скорости вращения. В компоновке подземного оборудования выше насоса установлены обратный клапан для предотвращения попадания мехпримесей при непредвиденной остановке насоса (отключение электроэнергии и др.) и сливной клапан для облегчения работ при ПРС.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении насосные установки.

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом неременным условием является выбор насоса, соответствующего условиям эксплуатации месторождения. Наиболее точный подбор типа насоса, эластомера, штанг и другого оборудования для комплектации насосных установок по каждой, отдельно взятой скважине, проводится заводом-изготовителем и согласно представленной Недропользователем характеристики месторождения и технологических параметров работы скважины.

В таблице 10 приведены показатели эксплуатации скважин на проектируемый период.

Таблица 10 – Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели		Годы					
			2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2		3	4	5	6	7	8
ВШНУ УЭЦН	Ввод скважин из бурения		5	4	5	5	5	6
	Средний эксплуатационный фонд		136	140	143	147	151	155
	Дебит жидкости, т/сут	максимальный	48,7	45,2	39,5	38,2	42,9	42,7
		минимальный	10,4	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
		средний	29,6	30,2	31,2	31,2	31,5	32,9
	Средняя обводнённость, %		59,6	65,0	70,2	73,4	76,1	79,7

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе разработки месторождения Морское возможны осложнения, связанные с:

- Загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти отложениями асфальтено-смолистых веществ (АСВ).

- Обводнённостью продукции скважин при выбранной системе разработки, в режиме вытеснения закачиваемой водой.
- Снижением дебитов во времени.
- Обострением коррозионной ситуации.

Отложения асфальтено-смолистых веществ (АСВ)

Нефть Восточного блока месторождения Морское является тяжелой (плотность пластовой нефти в среднем $0,894 \text{ г/см}^3$), от малопарафиновой до парафиновой, высокосмолистой. В своём составе нефть содержит: до 2,3% – парафина, до 32,4% смол силикагелевых, до 5,49% - асфальтенов. Температура застывания нефти составляет от минус 11°C до ниже минус 23°C .

Нефть Западного блока месторождения Морское является битуминозной, высоковязкой, высокосернистой, малопарафинистой и парафинистой, смолистой, тяжелой (плотность пластовой нефти $0,933\text{-}0,812 \text{ г/см}^3$). В своём составе нефть содержит: до 2,2% – парафина, до 34,06% смол силикагелевых. Температура застывания нефти от минус 13°C до ниже минус 30°C .

Нефть Огайского блока месторождения Морское является тяжелой (плотность пластовой нефти $0,951\text{-}0,855 \text{ г/см}^3$), от малопарафиновой до парафиновой, высокосмолистой. В своём составе нефть содержит: до 3,08% – парафина, до 24,5% смол силикагелевых. Температура застывания от минус 14°C до нефти ниже минус 23°C .

Смолы легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина и асфальтенов при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол.

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении применяют тепловой метод - промывки скважин горячей нефтью (ОГН) с помощью передвижной установки АДПН 12/150-У-1. Нагретая до 80°C нефть подаётся в затрубное пространство скважины. Объем, закачиваемый горячей нефтью, составляет от 8 до 56 м^3 на скважину.

За период 2018-2021 гг. проведено 50 промывок на 20-ти скважинах, из них на скважине 10 I-го объекта проведено 6 ОГН, на 5-ти скважинах II-го объекта проведено 13 ОГН и на 14-ти скважинах III объекта проведено 31 ОГН.

Время между очистками нефтепромыслового оборудования от АСПО, характеризуется величиной межочистного периода (МОП) работы скважин. На основании анализа рассчитан МОП, который достаточно высокий и в среднем по месторождению составляет 438 сут.

По объектам МОП составляет:

I объект – среднее значение МОП=208,7 сут.

II объект – среднее значение МОП=490,0 сут.

III объект – среднее значение МОП=436,7сут.

Интенсификация добычи нефти

С целью повышения продуктивности скважин на месторождении Морское проводятся нижеследующие работы:

- дострел и перестрел существующих интервалов перфорации;
- газокислотный разрыв пласта (ГКРП).

За период 2018-2021 гг. на 8-ми добывающих скважинах были проведены работы по дострелу и реперфорации.

В таблице 11 представлены результаты проведённых работ.

Успешность работ составила 88%. В результате проведённых работ произошло увеличение дебита нефти в среднем на 5,7 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 64-1 и 78 обводнёность продукции снизилась в среднем на 24%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 333 сут на одну скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 17, 64-1, 78, 200, 508 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

В 2019 г. на 3-х скважинах месторождения Морское №№ 52, 72 и 159 были выполнены работы по термогазокислотному разрыву пласта способом комплексного термогазодинамического и кислотного воздействия на нефтяной пласт.

Исполнителем работ были специалисты компании ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис».

Технология обработки включала следующее:

- кумулятивная перфорация,
- термо-газовое воздействие,
- кислотная обработка с использованием композиции KR-2Т (12% раствор соляной и плавиковой кислот). Объём использованного кислотного состава для скважин 72, 52 и 159 составил соответственно 17, 18 и 20 м³,
- остановка скважин на реагирование на 10-12 час,
- освоение с помощью свабивирования.

В таблице 12 представлены результаты проведённых работ.

В результате проведённых работ произошло увеличение дебита нефти в среднем на 6 т/сут на одну скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем 924 сут на одну скважинно-операцию, причём на всех скважинах по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 100%.

Таблица 11 – Результаты работ по дострелу и реперфорации

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание
		До выполнения работ	После выполнения работ	До обработки			После обработки						
				Q _ж , т/сут	Q _п , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _п , т/сут	%, воды				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
53 III	01-07.08.2018	1258,5-1265,0 K1ne1A	1258,5-1265,0 1298,5-1309,0 K1ne1A+ K1ne2	7,2	7,2	0,5	16,7	11,9	28,8	4,7	-	630	Эффект закончен
139 III	19-20.03.2018	1470,0-1476,0 1485,0-1486,2 1492,0-1495,0 K1ne1-B	1470,0-1476,0 1485,0-1486,2 1492,0-1495,0 K1ne1-B	7,7	7,7	0,5	11,3	10,9	2,9	3,2	-	487	Эффект закончен
17 I	21.01-01.02.2020	1252,0-1254,0 K1a	1252,0-1254,0 1254,0-12,55,0 K1a	3,6	0,9	76,0	15,6	2,6	76,3	1,7	-	700	Эффект продолжается
515 III	17-20.06.2021	968,0-1027,0 1040,0-1081,0 K1al 0-1	710,0-714,0 968,0-1027,0 1040,0-1081,0 K1al 0-1	29,0	22,2	23,7	30,5	13,5	55,9	-	-	-	нет эффекта
64-1 III	14-17.02.2021	1515,0-1665,0 K1nc1-B	1515,0-1665,0 716,0-719,0 K1nc1-B-K1al 1-1	12,7	5,0	60,5	29,6	17,4	41,2	12,4	19,3	306	Эффект продолжается
508 III	07-12.07.2021	971,0-1027,0 1040,0-1084,0 K1al 1-1	820,0-910,0 971,0-1027,0 1040,0-1084,0 K1al 1-1	13,4	11,8	11,9	16,8	12,8	23,5	1,0	-	153	Эффект продолжается
78 III	03-07.11.2021	1309,7-1312,5 K1a	713,0-716,0 1309,7-1312,5 K1a	21,3	9,5	55,2	33,4	24,6	26,3	15,1	28,9	31	Эффект продолжается
200 III	07-14.11.2021	847,0-849,05 K1al0-3	240,0-250,0 847,0-849,05 K1al0-3	15,0	12,2	18,7	21,1	14,2	32,8	2,0	-	26	Эффект продолжается

Таблица 12 – Результаты работ по газокислотному разрыву пласта (ГКРП)

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт	Параметры работы скважин						Прирос т дебита нефти, т/сут	Снижени е обводнён ности, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание
			До обработки			После обработки						
			Q _ж , т/сут	Q _п , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _п , т/сут	%, воды				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
72 III	14.05.2019 г.	1297,0-1299,0 1306,0-1308,0 1309,0-1310,0 K1a/K1nc1	С июня 2017 г. в простое			1,1	0,8	24,0	0,7	74,3	945	Эффект продолжается
			8,3	0,1	98,3							
159 III	24.05.2019 г.	1225,0-1232,0 K1nc2-1	2,7	2,7	2,3	29,3	10,8	62,5	8,1	-	947	Эффект продолжается
52 III	27.07.2019 г.	1283,0-1288,0 K1 a	16,3	6,0	63,3	32,5	15,3	53,0	9,3	10,3	880	Эффект продолжается

Обводнённость

С целью изоляции водопритоков на месторождении Морское проводятся нижеследующие работы:

- изоляционные работы методом цементации под давлением (ЦПД);
- отключение обводнившихся интервалов установкой взрыв-пакера (ВП).

В период 2018-2021 гг. на 8-ми скважинах месторождения Морское были выполнены 9 водоизоляционных работ методом ЦПД по результатам ГИС-исследований.

В таблице 13 представлены результаты проведённых работ.

В результате проведённых работ успешность составила 75%. На 6-ти скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 4,8 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 19,3% на одну успешную скважинно-операцию.

Продолжительность эффекта составляет в среднем 686 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 15, 21, 23 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

На скважинах №№ 143, 179, 362 и 512 по результатам ГИС-исследований обводнившиеся интервалы перфорации были отключены установкой взрыв-пакера. В таблице 14 представлены результаты проведённой работы.

В результате проведённых работ успешность составила 100%. На всех скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 44,5%.

Продолжительность эффекта составляет в среднем 425 сут, причём на скважинах №№ 143, 362 и 512 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

Защита от коррозии

Текущая стадия разработки объектов эксплуатации характеризуется устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин (выше 50%) повышено коррозионно-активной пластовой водой. Пластовые воды месторождения представлены меловыми продуктивными горизонтами. Воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет от 120 до 135 г/л.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов, pH в среднем 7,6. Содержание хлоридов в воде превышает пороговое значение в сотни раз (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л в интервале значений pH 4.5-8.5. В воде присутствуют сульфат-ионы, однако их содержание недостаточно для развития полноценного биогенного комплекса.

Таблица 13 – Результаты работ изоляции водопритоков методом ЦПД

№ скв./Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание
		До изоляции	После изоляции	До обработки			После обработки						
				Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
23 I	8-21.01.2018	1186,0-1190,0 1261,4-1274,0 K1a13-K1a	1261,0-1268,0 K1a	16,2	5,4	66,7	32,3	14,7	53,5	9,3	13,2	1428	Эффект продолжается
24 I	10-20.04.2018	1264,5-1267,0 K1a	1254,5-1266,0 1273,0-1275,5 K1a	25,0	6,0	76,0	24,1	9,1	60,8	3,1	15,2	693	Эффект закончен
348 II	08-13.08.2018	1054,8-1056,0 1060,5-1062,0 K1a12-1	1054,8-1056,0 1060,5-1062,0 K1a12-1	23,8	7,9	66,9	25,7	10,7	54,6	2,8	12,3	303	Эффект закончен
63 II	12-20.01.2019	955,0-959,0 K1a11-1	953,5-957,0 K1a11-1	8,5	2,5	70,6	8,9	2,7	70,0	-	-	-	Без изменения
	08-13.03.2021	953,5-957,0 K1a11-1	953,0-956,0 K1a11-1	8,5	0,5	94,1	не вступила в работу			-	-	-	Эффект неопределён
6Д I	14-21.02.2019	1260,0-1274,0 K1a	1260,0-1262,0 K1a	17,1	6,8	60,3	20,9	8,2	60,1	1,4	0,2	614	Эффект закончен
21 I	11-25.03.2020	1182,5-1187,0 1157,0-1168,0 K1a13-3-K1a	1273,0-1275,0 K1a	22,6	5,1	77,5	19,7	10,2	47,7	5,1	29,8	640	Эффект продолжается
15 I	06-19.08.2020	1250,0-1265,0 K1a	1250,0-1253,0 K1a	40,6	2,3	94,4	30,7	9,6	68,6	7,3	25,8	440	Эффект продолжается
64 II	20-29.06.2021	921,5-923,5 K1a11-1	921,5-923,0 K1a11-1	10,7	1,0	90,6	15,5	0,9	94,2	-	-	-	Без изменений

Таблица 14 – Результаты работ изоляции водопритоков установкой ВП

№ скв./Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание
		До установки ВП	После установки ВП	До обработки			После обработки						
				Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
179 III	06-07.02.2019	1733,0-1750,0 1771,0-1794,0 1802,0-1835,0 K1nc2-1	1733,0-1750,0 1771,0-1794,0 K1nc2-1	23,3	8,0	65,7	15,0	11,6	21,8	3,6	43,9	943	Эффект закончен
143 III	20.09-07.10.2020	1342,0-1344,0 1362,5-1363,5 1364,5-1370,0 K1a/K1nc1-Б	1362,5-1363,5 1364,5-1370,0 K1nc1-В/K1nc2-1	27,8	4,9	82,4	14,1	10,7	24,1	5,8	58,3	451	Эффект продолжается
512 III	08-15.04.2021	915,0-1025,0 1040,0-1085,0 1100,0-1165,0 K1a1 1-2	915,0-1025,0 K1a1 1-2	95,3	6,1	93,6	21,0	9,8	53,1	3,7	40,5	184	Эффект продолжается
362 II	17.07-10.08.2021	1053,5-1061,0 K1a12-1	1278,0-1283,0 K1a13-3	35,5	11,0	69,0	21,0	13,6	33,8	2,6	35,2	122	Эффект продолжается

По компонентному составу и степени воздействия воды продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

Наибольшее значение углекислого газа в составе нефтяного газа обнаружено в пробе из скважины блока Огайского, IVо объекта, горизонта $K_{1пс} 2$ (таблица 13) – до 11%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,57 МПа, что намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, Iо объекта, горизонта $K_{1а3} 0$ содержание углекислого газа – до 4,26%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,294 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, Iо объекта, горизонта $K_{1а3} 1$ содержание углекислого газа – до 8,66%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,597 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, IVо объекта, горизонта $K_{1а}$ содержание углекислого газа – до 8,55%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,22 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, IVо объекта, горизонта $K_{1пс} 1$ содержание углекислого газа – до 7,65%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,09 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

На Западном блоке в пробе из скважины, Iз объекта, горизонта $K_{1а3} 1$ содержание углекислого газа – до 1,41%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,128 МПа, что также превышает пороговое значение.

На Восточном блоке в пробе из скважины IIIв объекта, горизонта $K_{1а1} 3-3+K_{1а}$ содержание углекислого газа – до 2,44%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,195 МПа, что также превышает пороговое значение.

На Восточном блоке в пробе из скважины IIIв объекта, горизонта $K_{1а}$ содержание углекислого газа – до 6,8%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,544 МПа, что также превышает пороговое значение.

В настоящее время мероприятия по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на различных участках системы сбора и подготовки продукции скважин не реализуются.

В связи с устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин и высокими значениями содержания углекислого газа в составе нефтяного газа рекомендован специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирование. Ингибиторы могут

быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

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

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

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

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

Выводы и рекомендации

Для борьбы с отложениями органических веществ на месторождении проводятся промывка скважин горячей нефтью (ОГН) в объёме от 8 до 56 м³. Наибольшее количество промывок приходится на скважины III объекта.

Межочистной период, рассчитанный для скважин, составляет от 208 сут до 490 сут и в среднем составляет 438 сут.

С целью повышения эффективности проводимых мероприятий по удалению органических отложений необходимо проведение лабораторных исследований по определению компонентного состава отложений и подбору растворяющих композиции.

По результатам исследований рекомендовать способы защиты и очистки подземного оборудования.

В результате проведённых работ по интенсификации добычи нефти методом дострела и перестрела интервалов перфорации произошло увеличение дебита нефти в среднем на 5,7 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 64-1 и 78 обводнённость продукции снизилась в среднем на 24%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 333 сут на одну скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 17, 64-1, 78, 200, 508 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 88%.

После проведения работ по термогазокислотному разрыву пласта на скважинах №№ 52, 72 и 159, выполненного специалистами компании ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис», произошло увеличение дебита нефти в среднем на 6 т/сут на одну скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем 924 сут на одну скважинно-операцию, причём на всех скважинах по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 100%.

В целях борьбы с водопроявлениями в период 2018-2021 гг. на 8-ми скважинах месторождения Морское были выполнены 9 водоизоляционных работ методом ЦПД по результатам ГИС-исследований. Успешность работ составила 75%. В результате проведённых работ на 6-ти скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 4,8 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 19,3% на одну успешную скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем 686 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 15, 21, 23 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

В результате выполненных работ с целью изоляции обводнившихся интервалов перфорации установкой взрыв-пакера успешность составила 100%. На всех скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 44,5%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 425 сут, причём на скважинах №№ 143, 362 и 512 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

Учитывая, что средняя обводнённость продукции скважинная с 2023 г. превышает 60 % и в дальнейшем процесс роста обводнённости будет продолжаться, с целью более успешной работы по борьбе с водопроявлениями считаем необходимым проведение следующих работ:

- Провести трассирование методом индикаторного заводнения для определения направления движения закачиваемой воды и наличия гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

- С целью ограничения водопритоков в добывающих скважинах, обводняемых за счет нагнетаемых вод, необходимо учесть системность подхода для решения проблемы, т.е. одновременную обработку (в течение 10-15 дней) изолирующими составами ячейки скважин (нагнетательная + окружающие добывающие скважины).
- Обязательным условием проведения работ по ограничению водопритоков в добывающих скважинах и выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин является ГИС-контроль до и после проведения мероприятий, а также входной контроль качества используемых реагентов и готовых композиций.

Для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования рекомендуется:

- применение технологических методов защиты, включающих применение герметизированных систем производства,
- применение ингибиторной защиты после проведения исследований по совместимости с технологическими процессами подготовки продукции и исследований с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям;
- для предотвращения коррозии труб НКТ нагнетательных скважин необходима подготовка нагнетаемого агента в требуемом объеме в соответствии с СТ РК 1662-2007.

Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Согласно Проекта объекты Io (с 2025 г.), Iz (с 2032 г.), II, IIIв, IIIз и IVо месторождения Морское будут разрабатываться с поддержанием пластового давления (ППД). Максимальный фонд нагнетательных скважин ожидается в 2032 г. – 16 единиц. Фонд добывающих скважин по рекомендуемому варианту разработки в 2027 г. должен достигнуть 155 единиц.

Система внутрипромыслового сбора

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2022 г. числятся 122 добывающие скважины, снабжённые выкидными линиями диаметром 89 мм, по которым добываемая продукция поступает на АГЗУ, где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система «Эммерсон», расположенная на ГЗУ, через радиомодем передаёт данные в центральный диспетчерский пункт (ЦДП), где информация обрабатывается и отображается в реальном времени. Система сбора герметизирована.

Существующее положение на блоке Огайское

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине.

АГЗУ расположены на 6-ти площадках, ниже представлено распределение скважин по площадкам:

- На площадке № 1 – скважины №№ 31, 32, 34, 72, 155, 179;
- На площадке № 2 – скважины №№ 20, 30, 33, 134, 141, 143, 148, 149, 159, 171, 501, 503Н, 505Н, 506Н, 527Н;
- На площадке № 3 – скважины №№ 50, 55, 70, 71, 77, 78, 79, 142, 145, 167, 172, 175, 177, 178, 180, 182, 500Н, 504Н, 507Н, 512Н, 515Н, 524Н, 529Н, 532Н;
- На площадке № 4 – скважины №№ 51, 52, 53, 54, 65Н, 73, 75, 76, 113Н, 139, 146, 162, 170, 200, 502Н, 511Н, 516Н, 517Н, 528Н, СЗО-1;
- На площадке № 8 – скважины №№ 63-1Н, 114, 185, 201, 202Н, 203Н, 407Н, 409Н, 414Н, 417Н, 508Н, 509Н, 518Н, 519Н, 522Н, 523Н, 525Н, 530Н, 531Н;
- На площадке № 10 – скважины №№ 64-1Н, 66Н, 80, 186, 187, 411Н, 416Н, 510Н, 513Н, 514Н, 526Н.

Существующее положение на блоке Западное

В настоящее время на блоке Западное эксплуатируются 27 нефтяные скважины. Распределение скважин по площадкам:

- На площадке № 5 – скважины №№ 19, 56, 57, 82, 326Н, 342, 346, 360, 362, 380, 396, ЮЗМ-1;
- На площадке № 6 – скважины №№ 62, 63, 64;
- На площадке № 7 – скважины №№ 59, 60, 67, 81, 83, 322Н, 348, 364, 398, 400Н, 401Н, 402Н.

Существующее положение на блоке Восточное

В настоящее время на восточном блоке месторождения Морское эксплуатируются 12 нефтяных скважин №№ 6Д, 10, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35.

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на АГЗУ, где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на общий коллектор диаметром Ø320 мм. Данный коллектор соединяется с нефтепроводами с блоков Западное и Огайское.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации.

Существующая система промысловой подготовки продукции скважин

Существующее положение на блоке Огайское

После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа и на газопоршневой установке ГПЭС для выработки электроэнергии на собственные нужды, излишки газа транспортируются по газопроводу на ПСиПН.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ-1, 3, 4 в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета от 45 г/т на АГЗУ-4, 11 г/т на АГЗУ-3, 18 г/т на АГЗУ-1.

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

Существующее положение на блоке Западное

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ-5 в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета от 35 г/т на АГЗУ-5.

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

Существующее положение на блоке Восточное

Подготовка добываемой продукции блоков Огайское, Западное и Восточное осуществляется на ПСиПН, расположенном на блоке Восточное. Процесс осуществляется нижеследующим образом.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации. Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на входе перед НГС, (а также на выходе ОГ, ОН и РВС-5) в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета 335 грамм на одну тонну.

Выделившийся газ (в объеме 30000-45000 м³/сутки) с НГС отводится в газосепараторы объемом 0,8 м³, где производится очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. После газосепаратора очищенный газ используется на собственные нужды - в печах подогрева нефти и газо-поршневых электростанциях в качестве топливного газа.

Нефтяная жидкость после НГС с температурой 20-25 °С потоком направляется в КСУ (концевая сепарационная установка) для окончательной сепарации от попутного газа. Выделившийся с КСУ газ, также направляется в газосепараторы для очистки от капельной жидкости и механических примесей.

Дегазированная нефтяная эмульсия после КСУ подается в технологический РВС-2000м³ №5 где через флотационные трубы высотой 2,5 метров происходит дополнительное разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая вода насосами 6НК перекачивается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-400 м³ № 1, № 2 и РВС-1000м³ №3 откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

После РВС-2000м³ №5 нефтяная эмульсия переливом через верхний коллектор высотой 6,5метров и с помощью насосов перекачки типа 6НК-9 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева ПТБ-40Э №1 и подогревается до 65-75 °С. Подогретая нефтяная эмульсия после печи ПТБ-40Э №1 поступает в технологический РВС-1000м³ №4 далее с помощью насосов перекачки 6НК-9 поступает в технологический РВС-1000м³ №3. В технологических резервуарах №3 и №4 также происходит разделение фаз нефть-вода через установленные флотационные трубы высотой 2,5 метров.

Сырая нефть с остатками попутно пластовой водой после РВС-1000м³ №4 с помощью насосами 6НК-6 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева ПТБ-40Э №2 и подогревается до 75-81 °С. Подогретая сырая нефть после печи ПТБ-40Э №2 поступает в отстойник нефти ОН-200, где происходит разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая также вода сливается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой

воды РВС-400 м3 № 1, № 2 и РВС-1000м3 №3 откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

Нефть из отстойника ОН-200 переливом по верху сосуда по нефтепроводу диаметром Ø150 мм направляется на печи подогрева ПНК-1,9 № 1 и № 2 и подогревается до 80-89 °С. После печей подогрева поток нефти направляется в горизонтальный отстойник ОГ-200. В горизонтальном отстойнике происходит дополнительное осаждение попутно добываемой воды, которая также направляется на ОПФ-3000. После ОГ- 200 в поток нефти направляется в горизонтальные резервуары РГС объемом 60м3 в количестве 5 единиц и 90м3 в количестве 3 единиц, для выведения нефти до 1 группы качества нефти.

Подготовленная товарная нефть после РГС по нефтепроводу диаметром Ø150мм направляется в резервуары товарной нефти РВС-2000м3 №6, РВС-2000м3 №7 и РВС-5000м3 №8 на хранение и отправки автоцистернами АЦН для дальнейшей реализации на ПССН «Каратон».

Схема внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин месторождения Морское, включая блок Огайское, представлена на рисунке 2.

Рекомендации по системе сбора

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2022 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, ввод в эксплуатацию 9-ти скважин из оценочного фонда и перевод 2-х скважин в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 136 единиц, нагнетательных – 7.
- 2023 г. – бурение 4-х добывающих скважин. Общий фонд добывающих скважин составит 140 единиц, нагнетательных – 7.
- 2024 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД и выбытие 1-й скважины. Общий фонд добывающих скважин составит 143 единицы, нагнетательных – 8.
- 2025 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 147 единиц, нагнетательных – 9.
- 2026 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 151 единицы, нагнетательных – 10.
- 2027 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 155 единиц, нагнетательных – 11.

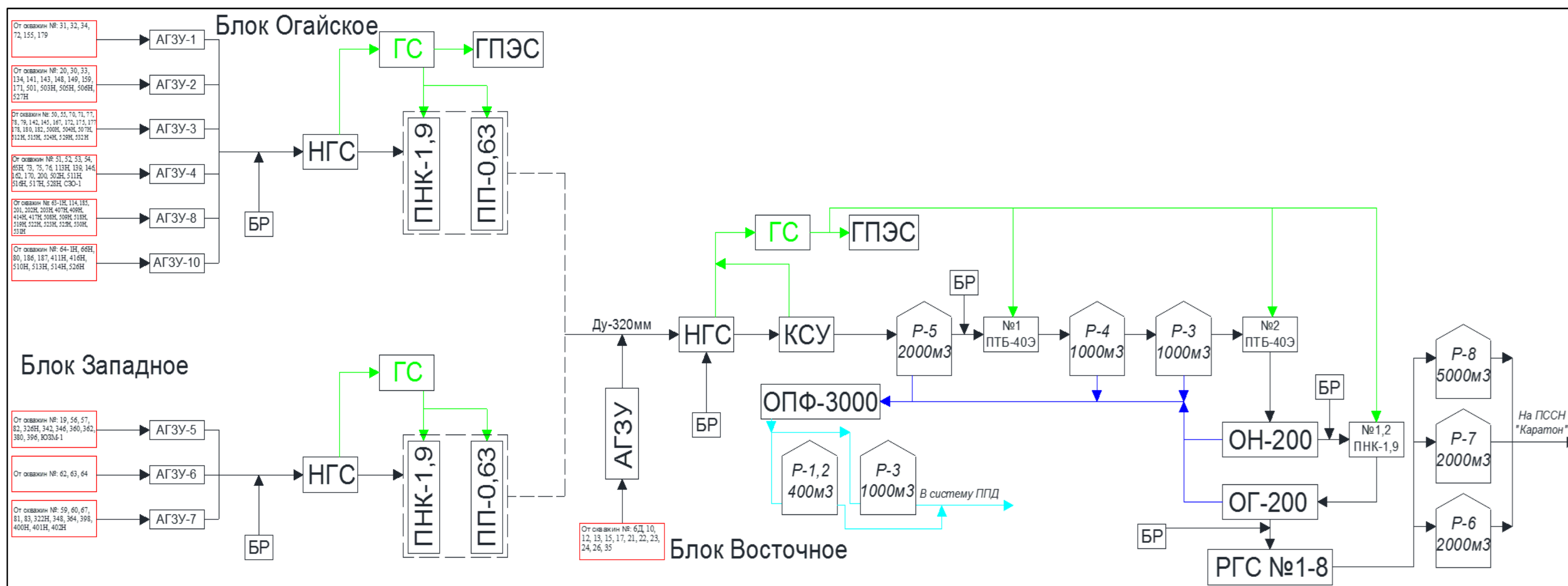


Рис. 2 – Схема внутрипромыслового сбора и подготовки продукции

Дополнительное бурение 29-ти добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до ГЗУ и организации системы замера продукции вновь вводимых скважин с учётом следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую 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.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Нормативы технологических потерь нефти при добыче

В соответствии с требованием нормативной базы РК предприятиям необходимо иметь научно-обоснованные нормативы технологических потерь нефти при добыче, технологически связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения.

Технологические потери в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти для месторождения Морское, рассчитаны в 2020 г. специалистами АО «НИПИ НЕФТЕГАЗ» г.Актау в рамках выполненной работы «Определение и нормирование технологических потерь в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти для месторождения Морское». По результатам расчёта технологические потери нефти составили 0,933497%, из них потери нефти от испарения – 0,932597% и потери нефти за счет уноса со сточной водой – 0,0009%.

Согласно Методическим Указаниям ПСТ РК 15-2014 ввод дополнительных установок, оборудования, бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин влияет на уровень потерь нефти и газа, что является обоснованием для периодического уточнения данных нормативов.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В настоящее время АО «КоЖан» имеет «Программу развития переработки сырого газа месторождения Морское (включая площадь Огайское) на период 2021-2023 гг.»,

разработанную ТОО «Green Benefits» и утвержденную на Рабочей комиссии в МЭ РК (Протокол №3 от 28.12.2020 г.).

В качестве основного варианта использования сырого газа для месторождения Морское является использование его для выработки электроэнергии на газовой поршневой электростанции и на огневых печах подогрева нефти в процессе подготовки.

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти на месторождении Морское на данном этапе разработки, на промысле основными объектами потребления газа являются:

- печи подогрева нефти ПП-0,63 в количестве 8-ми единиц, 3 из которых установлен на площадке "Огайское-1" и по 1-й на ПСиПН «Морское» и на площадках скважин №№ 19, 50, 51 и 59. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 100 м³/час;
- нагреватели УН-0,2 в количестве 3 единиц, 2 из которых установлены на ПСиПН "Морское" и 1 на площадке скважины №58. ". Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м³/час;
- подогреватели нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 в количестве 6 комплектов, 2 из которых установлены на ПСиПН "Морское" и по 1 – на площадках скважин №№ 30, 50, 80 и 201. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 235 м³/час;
- печи трубчатые блочные ПТБ-5-40Э в количестве 2-х единиц, установлены на ПСиПН "Морское". Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 800 м³/час;
- 4 комплекта ГПЭС-600, которые установлены на ПСиПН «Морское» и 4 комплекта ГПЭС-500, которые установлены на площадке скважины «Огайское-1». Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной установки в нормальных условиях составляет 100 м³/час.
- котельная на газовом топливе в вахтовом посёлке (котёл «Буран», 3 единицы) Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одного котла в нормальных условиях составляет 10 м³/час.
- теплогенераторы на газовом топливе установленные на складе временного хранения в количестве 2 единиц. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одного теплогенератора в нормальных условиях составляет 19 м³/час.

Для измерения объёма потребляемого нефтяного газа на месторождении используются датчики расхода газа типа «Эмис-Вихрь 200» с пределом измерений от 53 до 1920 м³/ч. Приборы установлены на площадках №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 и 10, а также на ПСиПН.

Технические характеристики и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 15

Таблица 15 – Техническая характеристика оборудования

Наименование	Количество, ед			Расход газа на 1 ед, м³/час	Ожидаемое время работы оборудования, дней/год			Общий расход, млн. м³		
	Годы разработки							Годы разработки		
	2022	2023	2024		2022	2023	2024	2022	2023	2024
ПП-0,63	8	8	8	100	120	110	100	2,304	2,112	1,920
УН-0,2	3	3	3	25	120	110	100	0,216	0,198	0,180
ПНК-1,9	6	6	6	235	120	110	100	4,061	3,722	3,384
ПТБ-5-40Э	2	2	2	800	120	110	100	4,608	4,224	3,840
ГПЭС	8	8	8	100	290	255	238	5,568	4,896	4,570
Котельная	3	3	3	10	180	145	150	0,129	0,104	0,108
Теплогенераторы	2	2	2	19	150	100	100	0,137	0,091	0,091

В таблице 16 приведены прогнозные показатели разработки на проектируемый период 2022-2024 гг.

Таблица 16 – Прогнозные показатели разработки

Годы	Показатели				
	Фонд добывающих скважин, шт	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Ресурсы нефтяного газа, млн.м ³	Газосодержание, м ³ /т
2022	136	555,1	1373,0	17,023	30,7
2023	140	500,4	1431,4	15,347	30,7
2024	143	459,5	1540,9	14,093	30,7

Весь добытый сырой газ месторождения Морское будет использоваться на собственные нужды. Баланс сырого газа на период 2022-2024 гг. представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Распределение потоков сырого газа для проектируемого периода

Показатели		Ед. изм.	Периоды разработки		
			2022	2023	2024
Ресурсы сырого газа		млн.м ³ /год	17,023	15,347	14,093
Объем газа, используемого на собственные нужды, всего		млн.м ³ /год	17,023	15,347	14,093
в т.ч.	на ГПЭС	млн.м ³ /год	5,568	4,896	4,570
	на печи подогрева	млн.м ³ /год	11,189	10,256	9,324
	на котельную и теплогенераторы	млн.м ³ /год	0,266	0,195	0,199

Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка месторождения Морское, согласно проекту, будет проводиться с использованием системы ППД на Io (с 2025 г.), Iz (с 2032 г.), II, III, IIIз и IVо объектах. Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая (сточная) вода.

В таблице 18 представлены результаты определения физических свойств и химического состава пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское, исследованных в период 2019-2021 гг. в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Вода для анализа отбиралась с различных точек системы ППД. Закачиваемая вода имеет минерализацию от 115 до 135 г/л, тип воды - хлоркальциевый. Плотность варьирует от 1,095 до 1,101 г/см³. Содержание ионов хлора колеблется от 73,5 до 84,4 г/л и составляет в среднем 76,5 г/л, кальция 6,6 г/л, магния 4,3 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет в среднем 34,0 г/л, сульфатов – до 0,044 г/л, гидрокарбонатов - до 0,3 г/л.

По состоянию на 01.01.2022 г. в нагнетательном действующем фонде 5 скважин, из них скважины 7 и 9 закачивают воду в I объект, скважина 58 - во II объект, скважины 1 и 74 - в III объект.

Наземное оборудование нагнетательных скважин включает в себя нагнетательную арматуру с регулятором расхода жидкости. На месторождении Морское применяется нагнетательная арматура с рабочим давлением 21 МПа с условным проходом ствола боковых отводов 65 мм (АФК-65х21 по ГОСТ 13846-84) и диапазоном регулирования по максимальному значению суточного расхода закачиваемого агента. На боковом отводе нагнетательной ёлки установлен обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии водовода.

Внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин состоит из колонны НКТ наружным диаметром 73 мм.

Нагнетательная скважина 7 снабжена 146 мм эксплуатационной колонной, скважины 58 и 74 – 168 мм колонной, в скважине 1 – 245 мм эксплуатационная колонна. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 8 м (скважина 7) до 176 м (скважина 1).

Согласно перспективному плану добычи нефти максимальный объём закачки воды в целом по месторождению приходится на 2032 г. и составляет 1152 тыс. м³. Исходя из максимальной суточной потребности в закачиваемой воде в размере 3,1 тыс. м³/сут, понадобится 15 нагнетательных скважин.

С учётом характеристики основных показателей разработки проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 19.

Таблица 18 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское

Место отбора	Интервал отбора	Дата отбора	ρ, г/см ³	pH	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л
					Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
скв. 113 блок Огайское	307,7-547,7	24.09.2019	1,180	7,2	5329	1213	38102	71464	42,4	378,1	116,5
скв. 30 блок Огайское	1051,0-1054,0	29.08.2019	1,134	6,0	4851	2091	64203	113523	21,0	205,3	184,9
скв. 342 блок Западный	1185,5-1186,6 1188,2-1192,2	29.08.2019	1,091	7,0	5356	2182	38711	75308	6,05	368,5	121,9
скв. 401 блок Западный	1100,0-1163,0 1178,0-1228,0 1240,0-1380,0	29.08.2019	1,159	6,4	4088	2346	38806	73753	85,3	158,3	119,2
скв. 30 блок Огайское	1051,0-1054,0	08.11.2021	1,084	6,4	6669	3597	32919	72745	27,5	476,5	116,4
скв. 187 блок Огайское	785,0-787,0	08.11.2021	1,093	6,8	5488	5328	31544	73785	31,8	128,1	116,3
скв. 139 блок Огайское	770,5-772,0	08.11.2021	1,091	6,2	7384	4481	31500	74458	24,2	382,1	118,2
скв. 50 блок Огайское	647,5-649,5	08.11.2021	1,092	7,5	7369	4024	30094	71046	30,2	179,6	112,7
скв. 162 блок Огайское	804,0-806,0 808,0-811,0	08.11.2021	1,092	6,8	4097	6103	30487	71825	27,5	353,7	112,9
скв. 59 блок Западный	1008,3-1010,0 1012,5-1019,0	08.11.2021	1,096	6,8	5484	4880	34901	77611	22,5	205,5	123,1
скв. 19 блок Западный	1231,7-1237,0	08.11.2021	1,097	7,5	8036	3103	36580	79484	33,1	290,1	127,5
скв. 56 блок Западный	978,5-981,8	08.11.2021	1,095	7,4	7714	3789	30843	72125	31,8	175,6	114,7
скв. 70 блок Огайское	1342,0-1348,0	06.12.2021	1,089	6,2	7094	2265	39565	79915	0,03	380,5	129,2
скв. 134 блок Западный	1382,0-1385,0 1393,0-1396,0 1398,5-1402,5	06.12.2021	1,121	6,4	5704	2812	50073	95223	0,04	414,0	154,3
Сточная вода с РВС-1000 м ³		05.08.2021	1,096	7,6	5872	3340	41763	84400	44,0	157,5	135,5
Сточная вода с РВС-400 м ³		05.08.2021	1,095	7,6	6962	2223	36648	75194	33,1	156,3	121,2
Сточная вода с РВС-400 м ³		05.08.2021	1,099	7,6	7345	3120	38836	81854	39,3	152,7	131,3
Нагнетательная скважина 74 блок Огайское		08.11.2021	1,101	7,4	6942	4655	31163	73743	23,9	249,2	116,8
Нагнетательная скважина 1 блок Огайское		08.11.2021	1,101	6,8	7315	4882	30306	73726	24,1	276,7	116,5
Нагнетательная скважина 7 блок Восточный		08.11.2021	1,100	7,4	6195	4965	33140	76067	19,6	277,1	120,5
Нагнетательная скважина 9 блок Западный		08.11.2021	1,100	7,0	5467	4644	32715	73497	21,1	245,6	116,6
Нагнетательная скважина 58 блок Западный		08.11.2021	1,100	7,0	6953	6662	27418	73802	25,5	307,9	115,2

Таблица 20 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Морское

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс м ³	Годовая добыча попутно-добываемой воды, тыс м ³	Недостающие объёмы воды тыс м ³	Объёмы воды, подлежащие утилизации, тыс м ³
1	2	3	4	5	6	7
2022	7	214,2	523,9	730,9	-	207,0
2023	7	193,2	535,9	832,0	-	296,1
2024	8	173,0	539,9	966,3	-	426,4
2025	9	209,1	725,2	1038,9	-	313,7
2026	10	214,7	819,0	1101,0	-	282,0
2027	11	202,7	843,3	1247,1	-	403,8
2028	12	188,1	848,1	1254,1	-	406,0
2029	13	210,5	1021,8	1231,5	-	209,7
2030	14	190,7	991,9	1201,6	-	209,7
2031	15	189,0	1048,4	1182,2	-	133,8
2032	16	191,7	1130,0	1159,6	-	29,6
2033	16	189,7	1118,2	1111,2	7,0	-
2034	16	183,2	1080,1	1082,1	-	2,0
2035	16	177,0	1043,5	1055,7	-	12,2
2036	14	120,3	625,5	587,4	38,1	-
2037	14	119,0	618,9	587,7	31,2	-
2038	14	116,8	607,6	587,2	20,4	-
2039	14	114,3	594,5	578,8	15,7	-
2040	14	114,3	594,5	576,1	18,4	-
2041	14	112,2	583,8	567,8	16,0	-
2042	14	109,0	567,1	555,0	12,1	-
2043	14	107,4	558,6	551,8	6,8	-
2044	14	105,6	549,1	544,0	5,1	-
2045	14	103,6	538,7	536,4	2,3	-
2046	13	97,4	472,6	466,9	5,7	-
2047	13	95,8	465,2	461,9	3,3	-
2048	13	94,2	457,5	447,3	10,2	-
2049	13	92,6	449,7	441,5	8,2	-
2050	13	91,0	441,8	435,6	6,2	-
2051	12	85,0	383,1	377,0	6,1	-
2052	12	83,1	374,8	370,3	4,5	-
2053	12	81,3	366,3	363,4	2,9	-
2054	12	79,4	357,8	356,3	1,5	-
2055	10	48,0	183,1	187,3		4,2

Начиная с 2022 г. объём добычи сточной воды превышает объём закачиваемой воды в систему ППД. В связи с этим необходимо предусмотреть вопрос утилизации излишков попутно-добываемой воды через поглощающие скважины.

Начиная с 2033 г. объёмов попутно-добываемой воды для обеспечения технологических показателей разработки месторождения Морское будет недостаточно. Недостающие объёмы воды могут покрываться либо морской водой, либо водозаборной водой водоносных горизонтов.

Перед началом закачки к 2033 г. необходимо будет выполнить комплексные исследования на стабильность, совместимость, коррозионную активность и содержание СВБ пластовой, сточной и воды либо морской, либо водоносного горизонта.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Морское должна соответствовать установленным требованиям, приведённым в таблице 21.

Таблица 21 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты				
	Io, Iz	II	IIIв	IIIз	IVо
Стабильность	стабильна				
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%				
Количество мехпримесей	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 15 мг/л
Содержание нефтепродуктов	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 15 мг/л
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм				
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л				
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л				
Содержание сероводорода	отсутствие				
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие				

В 2021 г. лабораторией ТОО «КазНИГРИ» проводились исследования содержания и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранной с РВС (таблица 22).

Таблица 22 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Место отбора	Дата отбора	Механические примеси, мг/л	Нефтепродукты мг/л
Сточная вода с РВС-1000 м ³ №3	05.08.2021	-	3,80
Сточная вода с РВС-400 м ³ №1	05.08.2021	-	5,83
Сточная вода с РВС-400 м ³ №2	05.08.2021	-	3,99

Результаты исследований показывают, что по количеству нефтепродуктов закачиваемая вода соответствует предъявляемым требованиям.

В настоящее время дозирование реагентов в закачиваемую воду не проводится.

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмистость нагнетательных скважин. Породы продуктивных аптских, среднеальбских и верхнеальбских отложений месторождения Морское представлены песчаниками, песками и глинами. Глины плотные, слабо алевроитистые, слабослюдистые, иногда карбонатные. Для увеличения проницаемости подобных терригенных коллекторов, характеризующихся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований рекомендуется применение глинокислотного раствора (ГКР).

Породы продуктивных отложений неокома и нижнеальбских отложений месторождения Морское представлены переслаиванием мергеля, известняка, доломита, чередование песков, глин, реже песчаников и алевролитов. Глины серые с зеленоватым оттенком, плотные, песчанистые, карбонатные. Пески и песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, слюдистые, слабо глинистые, на карбонатно - глинистом цементе. Для

увеличения проницаемости коллекторов, представленных и карбонатными и терригенными породами рекомендуется двухэтапная обработка. Перед закачкой глинокислотного раствора (ГКР) рекомендована соляно-кислотная обработка с целью снижения неэффективного расходования плавиковой кислоты на растворение карбонатов (расход соляно-кислотного раствора -0,1-0,2 м³/м вскрытой мощности).

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Нагнетательная скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Существуют следующие методы очистки воды от нефти и мехпримесей: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуаре сточной воды. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуаре цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуаре. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или с помощью сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

В настоящее время подготовка воды для закачки в пласт производится на ПСиПН месторождения Морское. Отделившаяся попутно добываемая вода сливается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-1000 м³ № 3, РВС-400 м³ № 1 и № 2, откуда насосами НБ-125 откачивается в нагнетательные скважины.

Чтобы не допустить гидравлического разрыва пласта, необходимо определить предельно допустимое устьевое давление, при котором возможно осуществлять закачку

рабочего агента в пласт. Расчёт устьевых давлений нагнетания производится исходя из того, что забойное давление должно быть на 10% ниже давления гидроразрыва пласта.

В таблице 23 приведены расчётные допустимые значения давления нагнетания и забойных давлений по объектам разработки.

Таблица 23 - Результаты расчёта допустимых устьевых давлений для нагнетательных скважин месторождения Морское

Параметры	Объекты					
	Ю	Из	II	IIIв	IIIз	IVо
Средняя глубина залегания, м	917	979	1162	1280	1377	1384
Пластовое давление, МПа	6,9	9,1	10,98	8,0	13,51	14,3
Допустимое забойное давление, МПа	18,6	19,8	23,4	25,7	27,7	27,8
Допустимое устьевое давление, МПа	12,0	11,0	12,7	18,0	14,5	13,8

По системе заводнения для рекомендуемого варианта разработки предполагается обустроить:

- В 2022 г. – перевод 2-х скважин из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 7 единиц;
- В 2024 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 8 единиц;
- В 2025 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 9 единиц;
- В 2026 г. – перевод 1-й скважин из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 10 единиц;
- В 2027 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 11 единиц;
- В 2028 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 12 единиц;
- В 2029 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 13 единиц;
- В 2030 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 14 единиц;
- В 2031 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 15 единиц.
- В 2032 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 16 единиц.
- Все нагнетательные скважины оборудовать нагнетательной арматурой.
- Проложить высоконапорные водоводы до нагнетательных скважин.

Опытно-промысловые испытания новых технологий и технических решений

III вариант данного Проекта предусматривает проведение опытно-промысловых испытаний технологии повышения нефтеотдачи с применением в качестве вытесняющего агента водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ).

Геолого-физические условия месторождения Морское, а именно коллекторские свойства, условия залегания пластов, свойства пластовой нефти и минерализация пластовой воды, соответствуют применению данного метода увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении.

Метод основан на способности водных растворов НПАВ существенно снижать межфазное поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода, изменять смачиваемость в системе нефть-вода-порода и свойства адсорбционных слоёв, образующихся на границе раздела, вода-нефть и нефть-поверхность породы. Значительное снижение поверхностного натяжения на границах раздела является одной из причин более полного вытеснения нефти из пористой среды растворами ПАВ. Они также способствуют дроблению глобул нефти, охваченных водой, снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде, способствуют сокращению расхода воды и улучшают ее моющие свойства.

С гидродинамических позиций вытеснение нефти растворами ПАВ с низким межфазным натяжением представляет собой один из наиболее эффективных способов извлечения углеводородов, являющийся или приближающийся к вытеснению со смешением двух жидкостей. Такой метод направлен на максимально возможное извлечение всей находящейся в пласте нефти, в том числе и остаточной, после обычного заводнения. Коэффициент вытеснения при достаточном объеме оторочки в лабораторных экспериментах близок к 100%.

Существенным достоинством заводнения пластов водными растворами НПАВ – это исключительная простота технологии применения, транспортирования, хранения, приготовления и закачки в пласт. По сравнению с другими методами он может быть значительно легче внедрён в больших масштабах при незначительных дополнительных капитальных затратах. Неионогенные ПАВ малочувствительны к солям, применимы в широком диапазоне температур и хорошо совместимы с другими химическими реагентами.

Рекомендуемая концентрация НПАВ в закачиваемой воде – 0.05-0.1%. В качестве НПАВ рекомендуются к применению: оксиэтилированный изононилфенол – Неонол АФ-12, оксиэтилированные алкилфенолы (типа ОП-10), блоксополимеры окисей этилена и пропилена (дисолваны, проксонолы и сепаролы).

ОПИ предлагается провести в период 2026-2028 гг. на II и IVo объектах.

Участок (ячейка) для проведения ОПИ на II объекте будет включать в себя нагнетательную скважину № и реагирующие добывающие скважины №№

Участок (ячейка) для проведения ОПИ на IVo объекте будет включать в себя нагнетательную скважину № и реагирующие добывающие скважины №№

Закачивание композиции НПАВ на месторождении Морское будет осуществлено в отдельные нагнетательные скважины с помощью дозаторных насосов, расположенных на выкидной линии БКНС через водораспределительный пункт (ВРП) в отдельные скважины.

Для определения эффективности воздействия будет проведён анализ работы добывающих скважин, реагирующих на работу нагнетательных скважин по ячейкам.

С учётом характеристики основных показателей разработки II и IVo объектов проведён расчёт технологических показателей работы опытных участков, приведённый в таблице 24.

Таблица 24 – Технологические показатели работы опытных участков месторождения Морское

Объект	Годы	Количество нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды с НПАВ, тыс.м ³	Годовой расход НПАВ, т (конц НПАВ= 0.075%)	Суточный расход НПАВ, кг (конц НПАВ= 0.075%)
1	2	3	4	5	6	7
II	2026	1	221,3	76,7	57,5	157,6
	2027	1	225,5	78,2	58,6	160,7
	2028	1	229,7	79,6	59,7	163,6
IV	2026	1	147,5	51,1	38,4	105,1
	2027	1	141,3	49,0	36,7	100,7
	2028	1	122,5	42,5	31,9	87,3

1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1.1 Характеристика климатических условий необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду

Заметный смягчающий вклад вносит влияние Каспийского моря. Зона влияния практически на все климатические показатели на восточном побережье Каспия достигает 150 – 200 км. Наиболее сильно это влияние сказывается в 3-х – 5-ти километровой полосе, прилегающей к береговой черте. Зимой в районе расположения объекта преобладает антициклональный тип погоды и восточные и юго-восточные ветры. Это снижает возможности для проникновения холодных арктических масс, поэтому средние месячные значения температур воздуха зимой относительно велики. Средняя месячная температура воздуха в январе $-8,0^{\circ}\text{C}$. В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до -36 , и даже -40°C , в аномально теплые - неожиданные оттепели от $+5$ до $+15^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры воздуха в июле достигают значений $+39-45^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля $+32,1^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с температурой воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$ варьирует в пределах 170 – 180 дней. Весна и осень в районе характеризуются быстрым переходом температур от морозных к жарким и наоборот. Это сезоны с частой сменой и неустойчивостью погод. Весной часты возвраты холода, осенью – ранние заморозки. Более благоприятным является осенний период, когда температуры воздуха и скорости ветра более часто лежат в комфортных пределах (менее 27°C и 5 м/с соответственно). Летом на территории района устанавливается малооблачная жаркая погода. Развитие Иранской термической депрессии характеризуется непрерывным нарастанием температур. Широтный ход изотерм нарушается не только под влиянием циркуляционных процессов, но и под влиянием Каспийского моря. Средние июльские температуры воздуха в районе равны $24,5 - 25,5^{\circ}\text{C}$. С удалением от моря на восток, на расстояние 150 – 200 км, они повышаются на $1,5-2,0^{\circ}\text{C}$.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 1.1

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

Средние и годовые показатели ветрового режима представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

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

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

Метеорологические характеристики района (Жыльойский район) представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A	200
Коэффициент рельефа местности	η	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	T _{нар(ж)}	34,5
Средняя температура наиболее холодного месяца года, °C	T _{нар(х)}	-11
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	5,8
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	среднегодовая	
С	11	
СВ	11	
В	26	
ЮВ	12	
Ю	9	
ЮЗ	8	
З	13	
СЗ	10	
Штиль	13	

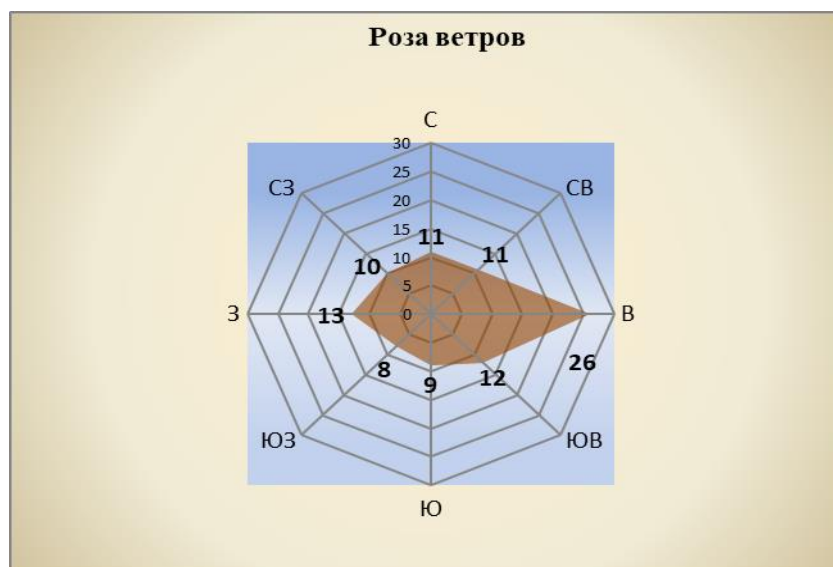


Рисунок 1.1 - Роза ветров



Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 1 квартале 2022 года специалистами ТОО «АСУ-ЭКО», аттестат аккредитации за №KZ.T.05.1607 от 05.03.2021 г. выданного Национальным Центром Аккредитации Министерства торговли и интеграции РК. Контроль качества атмосферного воздуха осуществлялся в соответствии с «Программой производственного экологического контроля на объектах месторождения Морское, включая блок Огайское АО «КоЖан» на 2022 год.

В соответствии с Программой наблюдения проводились на 4-х точках отбора проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ). Согласно «Отчету по производственному экологическому контролю для АО «КоЖан» месторождения Морское, включая блок Огайской за 1 квартал 2022 года» в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: *диоксид азота, оксид азота, углерод, диоксид серы, сероводород, оксид углерода, углеводороды C₁-C₅, C₆-C₁₀, алканы C₁₂-C₁₉, формальдегид.*

Оценка качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны проводилась в соответствии с Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах».

Результаты проведенных измерений за 1 квартал 2022 года представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Морское, включая блок Огойское за 1 квартал 2022 года

№ п/п	Место отбора	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м3									
		NO ₂	NO	SO ₂	H ₂ S	CO	C	У/В C ₁ -C ₅	У/В C ₆ -C ₁₀	У/В C ₁₂ -C ₁₉	CH ₂ O
Граница санитарно-защитной зоны. Месторождение Морское.											
Точка 1	Север	0,0216	0,057	0,0124	0,00014	3,16	0,0421	2,42	14,3	0,073	0,00269
Точка 2	Восток	0,0197	0,0577	0,0126	0,00015	3,13	0,0418	4,55	15,8	0,068	0,00249
Точка 3	Юг	0,0213	0,0572	0,0128	0,00019	3,15	0,0419	3,66	13,5	0,098	0,00267
Точка 4	Запад	0,0198	0,0575	0,0126	0,00011	3,18	0,0423	2,97	12,6	0,085	0,00252
Граница санитарно-защитной зоны. Блок Огайское.											
Точка 1	Север	0,0187	0,0313	0,0225	0,00045	2,16	0,0684	9,77	5,3	0,0268	0,00239
Точка 2	Восток	0,0181	0,0318	0,0223	0,00042	2,13	0,0676	9,72	5,8	0,0261	0,00215
Точка 3	Юг	0,0184	0,0316	0,0219	0,00047	2,15	0,0681	9,73	5,9	0,0275	0,00218
Точка 4	Запад	0,0179	0,0319	0,0221	0,00049	2,18	0,0672	9,75	5,5	0,0282	0,00228
ПДК м.р. населенныхмест		0,2	0,4	0,5	0,008	5	0,15	50,0	30,0	1,0	0,05

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха в 1 квартале 2022 года показала, что в атмосферном воздухе на границе СЗЗ месторождения Морское, включая блок Огайское компании АО «КоЖан» максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) ни по одному из определяемых ингредиентов.

Наблюдениями за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Морское, включая блок Огайское в 1 квартале 2022 года не выявлено загрязнения вредными веществами воздушной среды в районе постоянных постов контроля, расположенных по периметру СЗЗ, качество атмосферного воздуха на вышеуказанном месторождении можно оценить как *удовлетворительное*.

1.3 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения

Повышение техногенных нагрузок на природно-территориальные комплексы при освоении месторождений, добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья, при невыполнении экологических требований по охране окружающей среды, могут вызвать негативные изменения качества атмосферного воздуха в районе их расположения.

Загрязнение атмосферного воздуха воздействует на здоровье человека и на окружающую природную среду различными способами - от прямой и немедленной угрозы (смог и др.) до медленного и постепенного разрушения различных систем жизнеобеспечения организма.

В условиях увеличения добычи углеводородов важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- *в процессе добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья:*
 - в результате утечек легких фракций углеводородов от технологического оборудования (*сепараторов, оборудования скважин и т.д.*);

- *в процессе строительства скважин:*
 - в результате сгорания дизельного топлива (в дизель-генераторе привода);
 - в результате неорганизованных выбросов при работе спецтехники (бульдозера, экскаватора и т.д.);
 - в результате утечек легких фракций углеводородов из емкостей, насосов, сепаратора, резервуаров;
 - в результате выбросов от слесарной мастерской и сварочного поста и т.д.

Согласно «Проекта нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское на 2022 год» (Заключение ГЭЭ №: KZ23VCZ01256127, дата выдачи 30.07.2021 г.) АО «КоЖан» количество стационарных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на данное время составляет:

- всего 461 стационарных источников загрязнения атмосферы, из которых 70 являются организованными источниками и 391 – неорганизованными источниками выбросов ЗВ.

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 разработке месторождения будут функционировать как организованные, так и неорганизованные источники выбросов.

Согласно «Проекта разработки м/р Морское, включая блок Огайское», с целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из трех вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года (не принимая во внимание рентабельность):

- при реализации 1 варианта:

- в 2022 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи нефти (555,1 тыс.т) и газа (17 млн.м³)*, при фонде добывающих скважин – 136 шт.;

- бурение 5 скважин согласно проектным решениям за весь период разработки;

- при реализации 2 варианта:

- в 2022 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи нефти (555,1 тыс.т) и газа (17 млн.м³)*, при фонде добывающих скважин – 136 шт.;

- в 2024 году при максимальном фонде добывающих скважин – 155 шт. достигаются показатели объемов объема добычи нефти (451,4 тыс.т) и газа (13,8 млн.м³);

- бурение 10 скважин согласно проектным решениям за весь период разработки;

- при реализации 3 (рекомендуемого) варианта:

- в 2022 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (558,5 тыс.т) и газа (17,1 млн.м³), при фонде добывающих скважин – 136 шт.;

- в 2027 году при максимальном фонде добывающих скважин – 155 шт. достигаются показатели объемов объема добычи нефти (355,6 тыс.т) и газа (10,9 млн.м³);

- бурение 29 скважин согласно проектным решениям за весь период разработки.

В рамках настоящего РООС к «Проекту разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ, которые отличают варианты друг от друга, являются:

1 вариант:

- технологический резервуар №5 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6001);
- технологический резервуар №4 (РВС-1000 м³) – 1 шт. (Источник № 6002);
- технологический резервуар №3 (РВС-1000 м³) – 1 шт. (Источник № 6003);
- отстойник нефти (ОН-200) - 1 шт. (Источник № 6004);
- горизонтальный отстойник нефти (ОГ-200) - 1 шт. (Источник № 6005);
- технологический резервуар (РГС-60 м³) – 5 шт. (Источники № 6006-6010);
- технологический резервуар (РГС-90 м³) – 3 шт. (Источники № 6011-6013);
- технологический резервуар №6 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6014);
- технологический резервуар №7 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6015);
- технологический резервуар №8 (РВС-5000 м³) – 1 шт. (Источник № 6016);
- площадка 136 скважин – (Источник № 6017), (2022 г.).

2 вариант:

- технологический резервуар №5 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6001);
- технологический резервуар №4 (РВС-1000 м³) – 1 шт. (Источник № 6002);
- технологический резервуар №3 (РВС-1000 м³) – 1 шт. (Источник № 6003);
- отстойник нефти (ОН-200) - 1 шт. (Источник № 6004);
- горизонтальный отстойник нефти (ОГ-200) - 1 шт. (Источник № 6005);

- технологический резервуар (РГС-60 м³) – 5 шт. (Источники № 6006-6010);
- технологический резервуар (РГС-90 м³) – 3 шт. (Источники № 6011-6013);
- технологический резервуар №6 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6014);
- технологический резервуар №7 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6015);
- технологический резервуар №8 (РВС-5000 м³) – 1 шт. (Источник № 6016);
- площадка 136 скважин – (Источник № 6017), (2022 г.);
- площадка 139 скважин – (Источник №6017), (2024 г.).

3 вариант (рекомендуемый):

- технологический резервуар №5 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6001);
- технологический резервуар №4 (РВС-1000 м³) – 1 шт. (Источник № 6002);
- технологический резервуар №3 (РВС-1000 м³) – 1 шт. (Источник № 6003);
- отстойник нефти (ОН-200) - 1 шт. (Источник № 6004);
- горизонтальный отстойник нефти (ОГ-200) - 1 шт. (Источник № 6005);
- технологический резервуар (РГС-60 м³) – 5 шт. (Источники № 6006-6010);
- технологический резервуар (РГС-90 м³) – 3 шт. (Источники № 6011-6013);
- технологический резервуар №6 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6014);
- технологический резервуар №7 (РВС-2000 м³) – 1 шт. (Источник № 6015);
- технологический резервуар №8 (РВС-5000 м³) – 1 шт. (Источник № 6016);
- площадка 136 скважин – (Источник № 6017), (2022 г.);
- площадка 155 скважин – (Источник №6017), (2027 г.).

Схема расположения источников выбросов по всем вариантам представлена на рисунке 1.3.

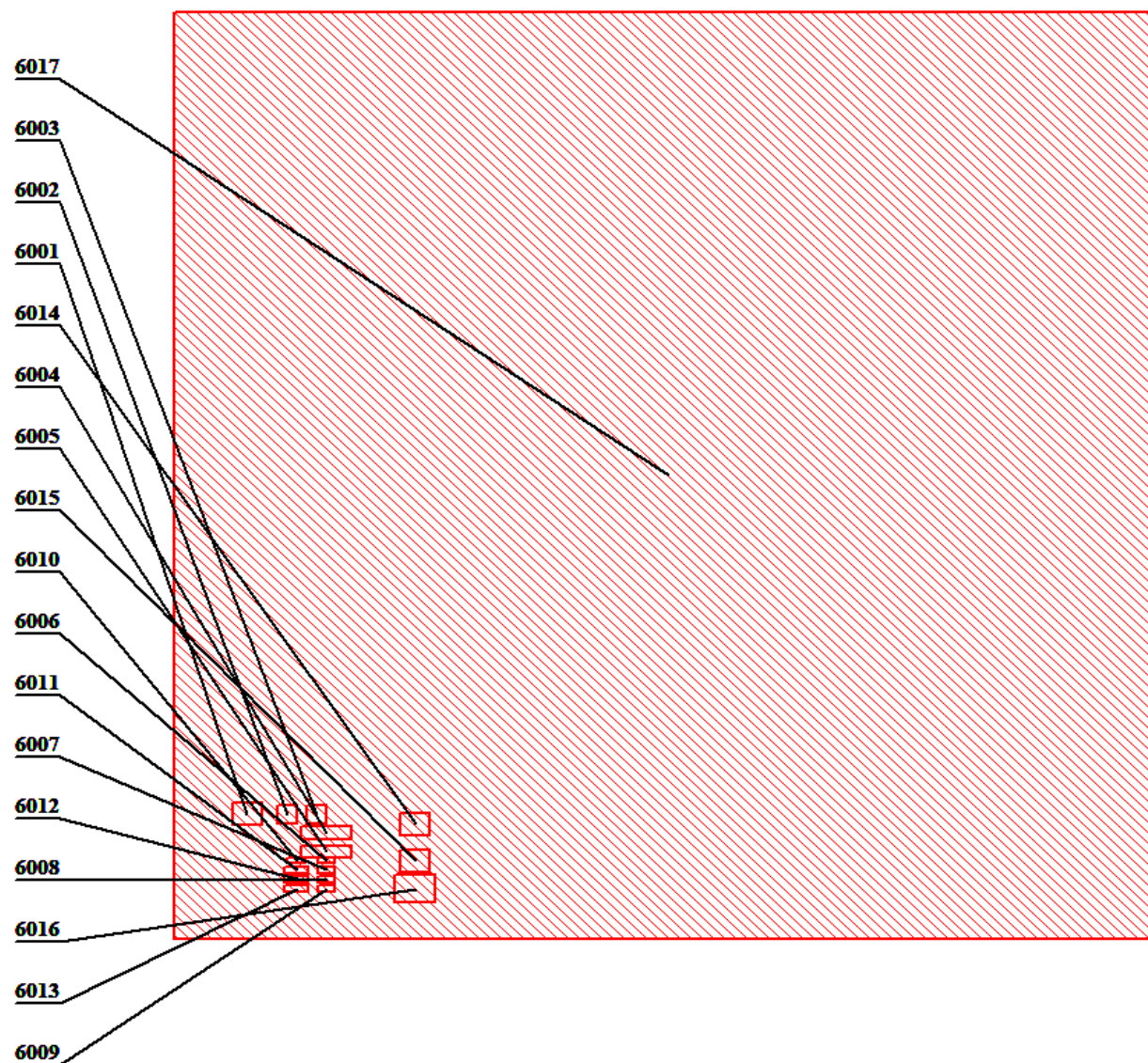


Рисунок 1.3 - Схема расположения источников выбросов всем вариантам

Источники при бурении скважин

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из следующих проектов:

- Раздел охраны окружающей среды (ООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 408 с проектной глубиной 1170/1844 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (ООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 410 с проектной глубиной 1048/1201 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (ООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 412 с проектной глубиной 848/1535 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (ООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 413 с проектной глубиной 816/933 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (ООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 415 с проектной глубиной 790/887 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 517 с проектной глубиной 1156,4/1902 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 511 с проектной глубиной 688,44/1360 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;

- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 527 с проектной глубиной 1143,7/1688 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 515 с проектной глубиной 735,62/1155 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)» (*Заключение ГЭЭ №: №: KZ43VCZ00756799 от 30.12.2020г.*);
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 158 проектной глубиной 653,1/1246 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)».

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншеи, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Процесс строительства скважин состоит из следующих работ: *строительно-монтажные, подготовительные работы, бурение и крепление, испытание.*

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются:

- при **СМР**: *ДЭС, сварочные работы, работа ямобура, перемещение грунта бульдозером, работа экскаватора, емкости для дизтоплива, моторного масла, отработанного масла, ДВС;*
- при **подготовительных работах к бурению, бурение и крепление скважины**: *Дизельные двигатели (привод насоса, привод буровой установки, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости буровых растворов, бурового шлама, дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла, вакуумный дегазатор, газосепаратор;*

- при **испытании скважины**: *Дизельные двигатели (силовой агрегат, ДЭС, цементирувочный агрегат), емкости дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла.*

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

При разработке месторождения не предусмотрено внедрение малоотходных и безотходных технологий, т.к. все отходы, образующиеся на площадках, передаются сторонней организации на договорной основе и не наносят ущерб окружающей среде.

Также проектом не предусмотрены специальные мероприятия по сокращению выбросов, перечень основных мероприятий по снижению отрицательного воздействия представлен в разделе 1.7.

1.5 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов

Ввиду специфики проектируемых работ (процесс разработки месторождения), раздел ООС намечаемой деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

1.6 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Согласно проектным решениям по каждому из вариантов ввод дополнительного технологического оборудования не предусматривается и источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться существующие источники.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования (таблица 1.5), согласно «*Проекта нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области на 2022 год*» (Заключение ГЭЭ №: KZ23VCZ01256127, дата выдачи 30.07.2021 г.):

Таблица 1.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение КОВ (М/ПДК)**а
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,02218	0,0671	1,6775
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,000457	0,001893	2,2924
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	12,15781822	44,661214	9167,0942
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,97580796338	7,25812715	120,9688
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,35141353538	0,82554644176	16,5109
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,71002068796	7,116611	142,3322
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,022572666	0,099936854	26,6457
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	13,9795425587	55,612735	13,8436
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001292	0,00093	0
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,000139	0,001	0
0410	Метан (727*)				50		1,47785	16,6723	0
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		28,21616883	123,429689	2,4686
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		10,41235454	44,86855	1,4956
0501	Пентилены (амилены – смесь изомеров) (460)		1,5			4	0,03423	0,0005195	0
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,16283541	0,58626712	9,9661
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,045365	0,18462227	0
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,11227345	0,36914771	0
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,000821	0,00001247	0
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00000797184	0,00002210442	193,0254
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,08362389657	0,20455183327	50,5876
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	6,27212780973	20,1258135085	14,9066
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,0114	0,029959	0

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0.160139	0.208	2,08
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0068	0.017876	0
	В С Е Г О :						77.2160777396	322.342423962	9765.895171

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

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

Согласно концепции проекта разработки рассмотрены 3 варианта, которые отличаются между собой бурением 29-ти скважин в 3 рекомендуемом варианте, 10 скважин во 2 варианте и 5 скважин в 1 варианте.

Сравнение вариантов проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождения Морское, включая блок Огайское по каждому из вариантов разработки:

- при вводе дополнительных скважин в эксплуатацию и от технологических резервуаров, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти, представлены по результатам расчетов в таблице 1.6.
- при строительстве скважин принято по проектам аналогам и представлены в таблицах 1.7-1.9

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух» и в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- техническими характеристиками применяемого оборудования;
- «Методикой расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла"», Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4);
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 1.6 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 вариант (2022 г. – максимальные добыча нефти, газа и фонд скважин)								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,134760	26,684000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,419680	9,869600
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,005483	0,128940
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,001724	0,040534
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,003445	0,080967
	В С Е Г О :						1,56509	36,80404
2 вариант (2022 г. – максимальная добыча нефти и газа)								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,134760	26,684000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,419680	9,869600
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,005483	0,128940
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,001724	0,040534
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,003445	0,080967
	В С Е Г О :						1,56509	36,80404
2 вариант (2024 г. – максимальный фонд скважин)								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,049600	26,058400
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,388560	9,653400
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,005072	0,125933
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,001595	0,039573
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,003188	0,079152
	В С Е Г О :						1,44802	35,95646

3 вариант (2022 г. – максимальная добыча нефти и газа)								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,134760	26,684000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,419680	9,869600
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,005483	0,128940
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,001724	0,040534
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,003445	0,080967
	В С Е Г О :						1,56509	36,80404
3 вариант (2027 г. – максимальный фонд скважин)								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,048320	27,514000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,387680	10,173400
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,005060	0,132760
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,001591	0,041739
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,003182	0,083470
	В С Е Г О :						1,44583	37,94537

Сравнение вариантов разработки также проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождении Морское, включая блок Огайское, по каждому из вариантов разработки, при строительстве скважин:

- **I вариант** – предусматривает бурение в количестве 5 скважин в 2022 году глубинами 1170/1844 м (горизонтальная скв. №408), 1048/1201 м (наклонно-направленной скв. №410), 848/1535 м (горизонтальная скв. №412), 816/933 м (наклонно-направленной скв. №413), 790/887 м (наклонно-направленной скв. №415);

- **II вариант** – предусматривает бурение в количестве 10 скважин в период с 2022 по 2023 гг. глубинами: 1170/1844 м (горизонтальная скв. №408), 1048/1201 м (наклонно-направленной скв. №410), 848/1535 м (горизонтальная скв. №412), 816/933 м (наклонно-направленной скв. №413), 790/887 м (наклонно-направленной скв. №415), 1105 м (наклонно-направленной скв. №61), 1350 м (наклонно-направленной скв. №68), 1751 м (наклонно-направленной скв. №69), 1388 м (наклонно-направленной скв. №84), 1740 м (горизонтальная скв. №520);

- **III рекомендуемый вариант** – предусматривает бурение в количестве 29 скважин в период с 2022 по 2027 гг. глубинами: 1170/1844 м (горизонтальная скв. №408), 1048/1201 м (наклонно-направленной скв. №410), 848/1535 м (горизонтальная скв. №412), 816/933 м (наклонно-направленной скв. №413), 790/887 м (наклонно-направленной скв. №415), 1105 м (наклонно-направленной скв. №61), 1350 м (наклонно-направленной скв. №68), 1751 м (наклонно-направленной скв. №69), 1388 м (наклонно-направленной скв. №84), 1275 м (горизонтальная скв. №404), 1295 м (горизонтальная скв. №405), 1571 м (горизонтальная скв. №406), 1883 м (горизонтальная скв. №433), 1740 м (горизонтальная скв. №520), 1146 м (горизонтальная скв. №521), 1291 м (горизонтальная скв. №418), 1384 м (горизонтальная скв. №419), 1925 м (горизонтальная скв. №420), 1350 м (наклонно-направленной скв. №431), 1654 м (горизонтальная скв. №533), 1147 м (горизонтальная скв. №534), 1661 м (горизонтальная скв. №421), 1316 м (горизонтальная скв. №422), 1275 м (горизонтальная скв. №423), 1913 м (горизонтальная скв. №424), 1374 м (горизонтальная скв. №425), 1883 м (горизонтальная скв. №426), 1417 м (горизонтальная скв. №427), 1341 м (горизонтальная скв. №428), 1104 м (горизонтальная скв. №535), 1121 м (горизонтальная скв. №536).

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из следующих проектов:

- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 408 с проектной глубиной 1170/1844 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 410 с проектной глубиной 1048/1201 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 412 с проектной глубиной 848/1535 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 413 с проектной глубиной 816/933 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 415 с проектной глубиной 790/887 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 517 с проектной глубиной 1156,4/1902 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 511 с проектной глубиной 688,44/1360 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 527 с проектной глубиной 1143,7/1688 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;

- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 515 с проектной глубиной 735,62/1155 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)» (Заключение ГЭЭ №: №: KZ43VCZ00756799 от 30.12.2020г.);
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 158 проектной глубиной 653,1/1246 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;

Выбросы приняты по проектам-аналогам и представлены в все вариантам в таблицах 1.7-1.9.

Таблица 1.7 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ при реализации I варианта, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 5 скважин, с указанием класса опасности (2022 г.)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выбросы ЗВ от 1 скв. №408 гл. 1170/1844 м		Выбросы ЗВ от 1 скв. №410 гл. 1048/1201 м		Выбросы ЗВ от 1 скв. №412 гл. 848/1535 м		Выбросы ЗВ от 1 скв. №413 гл. 816/933 м		Выбросы ЗВ от 1 скв. №415 гл. 790/887		Выбросы ЗВ от 5 скважин (I вариант)	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	От стационарных источников																	
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678	0,062650	0,003390
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,005390	0,000292
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	6,464049	11,547654	6,464049	9,560078	6,464049	11,216374	6,464049	8,801614	6,464049	8,801614	32,320244	49,927336
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	1,050122	1,876478	1,050122	1,553497	1,050122	1,822645	1,050122	1,430247	1,050122	1,430247	5,250610	8,113115
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,383806	0,655932	0,383806	0,543691	0,383806	0,637224	0,383806	0,500281	0,383806	0,500281	1,919028	2,837409
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,162194	2,232563	1,162194	1,844118	1,162194	2,167820	1,162194	1,699647	1,162194	1,699647	5,810972	9,643793
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000084	0,000071	0,000084	0,000058	0,000084	0,000069	0,000084	0,000054	0,000084	0,000054	0,000420	0,000305
0337	Углерод оксид		5	3		4	5,183044	9,185797	5,183044	7,606839	5,183044	8,922623	5,183044	7,002569	5,183044	7,002569	25,915222	39,720397
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048	0,004400	0,000238
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209	0,019350	0,001046
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,054405	1,012710	0,054386	1,001820	0,054416	1,010930	0,054410	0,998260	0,054410	0,998260	0,272027	5,021980
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,025336	0,389585	0,025338	0,382860	0,025336	0,388480	0,025346	0,380650	0,025346	0,380650	0,126702	1,922225
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,000178	0,004650	0,000178	0,004642	0,000177	0,004649	0,000178	0,004639	0,000178	0,004639	0,000888	0,023219
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,000056	0,001463	0,000056	0,001460	0,000056	0,001462	0,000056	0,001459	0,000056	0,001459	0,000279	0,007304
0621	Метилбензол		0,6			3	0,000112	0,002925	0,000112	0,002920	0,000112	0,002924	0,000112	0,002918	0,000112	0,002918	0,000558	0,014606
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000010	0,000019	0,000010	0,000016	0,000010	0,000018	0,000010	0,000015	0,000010	0,000015	0,000052	0,000082
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,098986	0,170553	0,098986	0,141295	0,098986	0,165677	0,098986	0,130043	0,098986	0,130043	0,494931	0,737611
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,001200	0,000018	0,001200	0,000015	0,001200	0,000018	0,001200	0,000014	0,001200	0,000014	0,006000	0,000080
2754	Алканы C12-19		1			4	2,414466	4,223918	2,414466	3,498212	2,414466	4,102982	2,414466	3,220126	2,414466	3,220126	12,072328	18,265362
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	4,271640	0,118389	4,271640	0,118389	4,271640	0,118389	4,271640	0,118389	4,271640	0,118389	21,358200	0,591944
	В С Е Г О :						21,12805	31,42372	21,12803	26,26090	21,12806	30,56328	21,12806	24,29192	21,12806	24,29192	105,64025	136,83173
	От передвижных источников																	
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260	0,106061	0,006300
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953	0,164394	0,009765
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520	0,212121	0,012600
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,000001	0,0000001
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000003	0,0000002
2732	Керосин				1,2		0,063636	0,003780	0,063636	0,003780	0,063636	0,003780	0,063636	0,003780	0,063636	0,003780	0,318182	0,018900
	В С Е Г О :						0,16015	0,00951	0,16015	0,00951	0,16015	0,00951	0,16015	0,00951	0,16015	0,00951	0,80076	0,04757
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ																		
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)																		

Таблица 1.8 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ при реализации II варианта, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 10 скважин, с указанием класса опасности (2022-2027гг.)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Клас с опасности	Выбросы ЗВ от 2 скв. №408 (гл. 1170/1844м) и №520 (гл. 1740м)		Выбросы ЗВ от 2 скв. №410 (гл. 1048/1201 м) и №61 (гл. 1105 м)		Выбросы ЗВ от 1 скв. №412 гл. 848/1535 м		Выбросы ЗВ от 1 скв. №413 гл. 816/933 м		Выбросы ЗВ от 1 скв. №415 гл. 790/887	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	От стационарных источников															
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,025060	0,001356	0,025060	0,001356	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,002156	0,000117	0,002156	0,000117	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	12,928098	23,095309	12,928098	19,120157	6,464049	11,216374	6,464049	8,801614	6,464049	8,801614
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	2,100244	3,752957	2,100244	3,106995	1,050122	1,822645	1,050122	1,430247	1,050122	1,430247
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,767611	1,311864	0,767611	1,087382	0,383806	0,637224	0,383806	0,500281	0,383806	0,500281
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,324389	4,465125	2,324389	3,688235	1,162194	2,167820	1,162194	1,699647	1,162194	1,699647
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000168	0,000141	0,000168	0,000117	0,000084	0,000069	0,000084	0,000054	0,000084	0,000054
0337	Углерод оксид		5	3		4	10,366089	18,371594	10,366089	15,213678	5,183044	8,922623	5,183044	7,002569	5,183044	7,002569
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,001760	0,000095	0,001760	0,000095	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,007740	0,000418	0,007740	0,000418	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,108810	2,025420	0,108772	2,003640	0,054416	1,010930	0,054410	0,998260	0,054410	0,998260
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,050672	0,779170	0,050676	0,765720	0,025336	0,388480	0,025346	0,380650	0,025346	0,380650
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,000355	0,009300	0,000355	0,009284	0,000177	0,004649	0,000178	0,004639	0,000178	0,004639
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,000112	0,002925	0,000112	0,002920	0,000056	0,001462	0,000056	0,001459	0,000056	0,001459
0621	Метилбензол		0,6			3	0,000223	0,005850	0,000223	0,005840	0,000112	0,002924	0,000112	0,002918	0,000112	0,002918
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000021	0,000038	0,000021	0,000032	0,000010	0,000018	0,000010	0,000015	0,000010	0,000015
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,197972	0,341107	0,197972	0,282590	0,098986	0,165677	0,098986	0,130043	0,098986	0,130043
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,002400	0,000037	0,002400	0,000031	0,001200	0,000018	0,001200	0,000014	0,001200	0,000014
2754	Алканы C12-19		1			4	4,828931	8,447835	4,828931	6,996423	2,414466	4,102982	2,414466	3,220126	2,414466	3,220126
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	8,543280	0,236778	8,543280	0,236778	4,271640	0,118389	4,271640	0,118389	4,271640	0,118389
	В С Е Г О :						42,25609	62,84744	42,25606	52,52181	21,12806	30,56328	21,12806	24,29192	21,12806	24,29192
	От передвижных источников															
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	0,042424	0,002520	0,042424	0,00252	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,065758	0,003906	0,065758	0,003906	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,084848	0,005040	0,084848	0,00504	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,0000004	0,00000002	0,0000004	0,00000002	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000001	0,0000001	0,000001	0,00000008	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004
2732	Керосин				1,2		0,127273	0,007560	0,127273	0,00756	0,063636	0,003780	0,063636	0,003780	0,063636	0,003780
	В С Е Г О :						0,320304	0,019026	0,32030	0,01903	0,16015	0,00951	0,16015	0,00951	0,16015	0,00951
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсуствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсуствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсуствии ПДКм.р.) ОБУВ																
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)																

Продолжение таблицы 1.8

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выбросы ЗВ от 1 скв. №68 (г.л. 1105м)		Выбросы ЗВ от 1 скв. №69 (г.л. 1751м)		Выбросы ЗВ от 1 скв. №84 (г.л. 1388м)		Выбросы ЗВ от 10 скважин (II вариант)	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	От стационарных источников													
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,004160	0,000678	0,003560	0,002566	0,004160	0,000678	0,099590	0,008668
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,000358	0,000058	0,000307	0,000221	0,000358	0,000058	0,008569	0,000746
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	3,432472	3,051146	2,333513	4,017381	3,432472	3,355434	54,446799	81,459030
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,557682	0,495795	0,379115	0,652766	0,557682	0,545242	8,845332	13,236894
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,197833	0,147493	0,127858	0,188317	0,197833	0,161095	3,210163	4,533937
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,248706	1,054227	0,667333	1,451223	1,248706	1,173832	11,300106	17,399753
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000084	0,000037	0,000066	0,000189	0,000084	0,000042	0,000822	0,000702
0337	Углерод оксид		5	3		4	3,812170	2,990670	2,148597	3,980776	3,812170	3,301425	46,054248	66,785904
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,000292	0,000048	0,000250	0,000180	0,000292	0,000048	0,006993	0,000608
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,001283	0,000209	0,001100	0,000792	0,001283	0,000209	0,030756	0,002675

0405	Пентан (450)		100	25		4			0,000020	0,000021			0,000020	0,000021
0410	Метан (727*)				50				0,000109	0,000111			0,000109	0,000111
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4			0,000029	0,000030			0,000029	0,000030
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,026300	0,151755	0,017347	0,077296	0,026300	0,156925	0,450765	7,422486
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,009726	0,056136	0,006240	0,028400	0,009726	0,058048	0,203068	2,837253
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,000127	0,000733	0,000081	0,000371	0,000127	0,000758	0,001578	0,034373
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,000040	0,000230	0,000026	0,000117	0,000040	0,000238	0,000496	0,010812
0621	Метилбензол		0,6			3	0,000080	0,000461	0,000051	0,000233	0,000080	0,000477	0,000992	0,021621
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000004	0,000005	0,000003	0,000006	0,000004	0,000005	0,000084	0,000134
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,043630	0,036761	0,030688	0,047080	0,043630	0,040152	0,810850	1,173453
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,001200	0,000010	0,000003	0,000073	0,001200	0,000006	0,010803	0,000203
2754	Алканы C12-19		1			4	1,083981	0,895619	0,753793	1,197378	1,083981	0,978496	19,823014	29,058984
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	22,522044	0,534189	0,030793	0,632963	22,522044	0,534189	74,976361	2,530062
	В С Е Г О :						32,94217	9,41626	6,50088	12,27849	32,94217	10,30736	220,28155	226,51846
	От передвижных источников													
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	0,045782	0,010818	0,071204	0,230702	0,045782	0,010818	0,311252	0,261158
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,018317	0,001413	0,110367	0,357589	0,018317	0,001413	0,377152	0,374085
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,024707	0,002136	0,014241	0,046140	0,024707	0,002136	0,360625	0,068052
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,514276	0,150000	0,000001	0,000002	0,514276	0,150000	1,028555	0,300002
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000001	0,000000	0,000002	0,000007	0,000001	0,000000	0,000008	0,000008
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)		5	1,5		4	0,085713	0,025000			0,085713	0,025000	0,171425	0,050000
2732	Керосин				1,2		0,034490	0,002454			0,034490	0,002454	0,068979	0,004907
2754	Алканы C12-19						0,000000	0,000000	0,213613	0,692107			0,213613	0,692107
	В С Е Г О :						0,72328	0,19182	0,40943	1,32655	0,72328	0,19182	2,97706	1,77678
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ														
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)														

Таблица 1.9 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ при реализации III варианта (рекомендуемый), выбрасываемых в атмосферу при строительстве 29 скважин, с указанием класса опасности

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Клас с опас-ности	Выбросы ЗВ от 2 скв. №408 (гл. 1170/1844м), №520 (гл. 1740м)		Выбросы ЗВ от 2 скв. №410 (гл. 1048/1201 м) и №61 (гл. 1105 м)		Выбросы ЗВ от 1 скв. №412 гл. 848/1535 м		Выбросы ЗВ от 1 скв. №413 (гл. 816/933 м)		Выбросы ЗВ от 1 скв. №415 (гл. 790/887м) и	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	От стационарных источников															
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,025060	0,001356	0,02506	0,001356	0,01253	0,000678	0,012530	0,000678	0,012530	0,000678
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,002156	0,000117	0,002156	0,000117	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058	0,001078	0,000058
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	12,928098	23,095309	12,928098	19,120157	6,464049	11,216374	6,464049	8,801614	6,464049	8,801614
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	2,100244	3,752957	2,100244	3,106995	1,050122	1,822645	1,050122	1,430247	1,050122	1,430247
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,767611	1,311864	0,767611	1,087382	0,383806	0,637224	0,383806	0,500281	0,383806	0,500281
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	2,324389	4,465125	2,324389	3,688235	1,162194	2,16782	1,162194	1,699647	1,162194	1,699647
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000168	0,000141	0,000168	0,000117	0,000084	0,000069	0,000084	0,000054	0,000084	0,000054
0337	Углерод оксид		5	3		4	10,366089	18,371594	10,366089	15,213678	5,183044	8,922623	5,183044	7,002569	5,183044	7,002569
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,001760	0,000095	0,00176	0,000095	0,00088	0,000048	0,000880	0,000048	0,000880	0,000048
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,007740	0,000418	0,00774	0,000418	0,00387	0,000209	0,003870	0,000209	0,003870	0,000209
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,108810	2,025420	0,108772	2,00364	0,054416	1,01093	0,054410	0,998260	0,054410	0,998260
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,050672	0,779170	0,050676	0,76572	0,025336	0,38848	0,025346	0,380650	0,025346	0,380650
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,000355	0,009300	0,000355	0,009284	0,000177	0,004649	0,000178	0,004639	0,000178	0,004639
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,000112	0,002925	0,000112	0,00292	0,000056	0,001462	0,000056	0,001459	0,000056	0,001459
0621	Метилбензол		0,6			3	0,000223	0,005850	0,000223	0,00584	0,000112	0,002924	0,000112	0,002918	0,000112	0,002918
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000021	0,000038	0,000021	0,000032	0,00001	0,000018	0,000010	0,000015	0,000010	0,000015

1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,197972	0,341107	0,197972	0,28259	0,098986	0,165677	0,098986	0,130043	0,098986	0,130043
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,002400	0,000037	0,0024	0,000031	0,0012	0,000018	0,001200	0,000014	0,001200	0,000014
2754	Алканы C12-19		1			4	4,828931	8,447835	4,828931	6,996423	2,414466	4,102982	2,414466	3,220126	2,414466	3,220126
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	8,543280	0,236778	8,54328	0,236778	4,27164	0,118389	4,271640	0,118389	4,271640	0,118389
	В С Е Г О :						42,25609	62,84744	42,25606	52,52181	21,12806	30,56328	21,12806	24,29192	21,12806	24,29192
	От передвижных источников															
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260	0,021212	0,001260
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,065758	0,003906	0,065758	0,003906	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953	0,032879	0,001953
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,084848	0,005040	0,084848	0,005040	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520	0,042424	0,002520
0337	Углерод оксид		5	3		4	0,0000004	0,00000002	0,0000004	0,00000002	0,00000002	0,00000001	0,00000002	0,00000001	0,00000002	0,00000001
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000001	0,00000008	0,000001	0,00000008	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004
2732	Керосин				1,2		0,127273	0,007560	0,127273	0,007560	0,063636	0,003780	0,063636	0,003780	0,063636	0,003780
	В С Е Г О :						0,32030	0,01903	0,32030	0,01903	0,16015	0,00951	0,16015	0,00951	0,16015	0,00951
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ																
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)																

Продолжение таблицы 1.9

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выбросы ЗВ от 7 скв. №68 (гл. 1105м), №404 (гл. 1275м), №405 (гл. 1295м), №418 (гл. 1291м), №422 (гл. 1316м), №423 (гл. 1275м), №428 (гл. 1341м)		Выбросы ЗВ от 4 скв. №69 (гл. 1751м), №420 (гл. 1925м), №424 (гл. 1913м), №426 (гл. 1883м)		Выбросы ЗВ от 7 скв. №84 (гл. 1388м), №406 (гл. 1571м), №419 (гл. 1384м), №533 (гл. 1654м), №421 (гл. 1661м), №425 (гл. 1374м), №427 (гл. 1417м)		Выбросы ЗВ от 4 скв. №521 (гл. 1146м), №534 (гл. 1147м), №535 (гл. 1104м), №536 (гл. 1121м)		Выбросы ЗВ от 29 скважин (III вариант)	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	От стационарных источников															
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,029120	0,004746	0,014240	0,010264	0,029120	0,004746	0,016640	0,002712	9,157647	9,143888
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,002506	0,000408	0,001227	0,000883	0,002506	0,000408	0,001432	0,000233	4,156232	1,483971
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	24,027303	21,358024	9,334053	16,069523	24,027303	23,488040	13,729888	10,176067	74,454357	71,578441
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	3,903774	3,470567	1,516459	2,611064	3,903774	3,816694	2,230728	1,653547	17,060183	356,641742
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	1,384832	1,032450	0,511433	0,753266	1,384832	1,127668	0,791332	0,499291	6,072655	347,412866
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	8,740939	7,379586	2,669333	5,804890	8,740939	8,216821	4,994822	3,419566	36,117479	449,083054
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000588	0,000261	0,000263	0,000757	0,000588	0,000291	0,000336	0,000121	2,002003	416,002018
0337	Углерод оксид		5	3		4	26,685190	20,934690	8,594387	15,923104	26,685190	23,109975	15,248680	9,891036	79,214448	671,861397
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,002042	0,000333	0,001000	0,000720	0,002042	0,000333	0,001167	0,000190	4,006272	616,001616
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,008981	0,001464	0,004400	0,003168	0,008981	0,001464	0,005132	0,000837	0,027605	621,007151
0405	Пентан (450)		100	25		4			0,000082	0,000083					0,000082	0,000083
0410	Метан (727*)				50				0,000434	0,000443					0,000434	0,000443
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4			0,000118	0,000120					0,000118	0,000120
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,184100	1,062286	0,069388	0,309184	0,184100	1,098472	0,105200	0,572558	4,542818	706,042558
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,068082	0,392949	0,024960	0,113600	0,068082	0,406333	0,038904	0,211796	0,429079	1326,325249
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,000888	0,005134	0,000326	0,001484	0,000888	0,005308	0,000508	0,002767	0,087146	2735,088706
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,000279	0,001613	0,000102	0,000466	0,000279	0,001667	0,000160	0,000869	2,001926	2754,005582
0621	Метилбензол		0,6			3	0,000559	0,003226	0,000205	0,000932	0,000559	0,003336	0,000319	0,001738	3,001989	2908,009535
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000030	0,000034	0,000012	0,000025	0,000030	0,000037	0,000017	0,000016	3,000784	0,000720
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,305408	0,257329	0,122750	0,188319	0,305408	0,281065	0,174519	0,124441	1,908096	0,851167
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,008400	0,000068	0,000013	0,000292	0,008400	0,000044	0,004800	0,000032	2,105454	301,114906
2754	Алканы C12-19		1			4	7,587865	6,269334	3,015174	4,789514	7,587865	6,849474	4,335923	3,029901	22,526909	348,939432
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	157,654308	3,739322	0,123172	2,531853	157,654308	3,739322	90,088176	2,136755	411,612962	344,963521
	В С Е Г О :						230,59519	65,91382	26,00353	49,11395	230,59519	72,15150	131,76868	31,72447	766,85893	413,42010

	От передвижных источников															
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	0,320471	0,075725	0,284818	0,922810	0,320471	0,075725	0,183126	0,043271	1,257370	1,126351
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,128217	0,009889	0,441468	1,430355	0,128217	0,009889	0,073267	0,005651	1,001321	1,469455
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,172951	0,014950	0,056964	0,184562	0,172951	0,014950	0,098829	0,008543	0,798663	0,240645
0337	Углерод оксид		5	3		4	3,599935	1,050000	0,000003	0,000009	3,599935	1,050000	2,057106	0,600000	9,256980	2,700009
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000004	0,000001	0,000009	0,000030	0,000004	0,000001	0,000002	0,0000003	0,000024	0,664308
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)		5	1,5		4	0,599989	0,175000			0,599989	0,175000	0,342851	0,100000	1,988284	0,476460
2732	Керосин				1,2		0,241427	0,017175			0,241427	0,017175	0,137958	0,009814	1,741869	0,110756
2754	Алканы C12-19								0,854453	2,768429					0,854453	2,768429
	В С Е Г О :						5,06299	1,34274	1,63771	5,30619	5,06299	1,34274	2,89314	0,76728	15,77790	8,82555
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ																
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)																

Также настоящим проектом для дальнейшей доразведки месторождения в связи низкой изученности месторождения в настоящем разделе рекомендуется бурение 3-х *оценочных скважин* №403 (горизонтальная скв. с глубиной 1207м), №429 (горизонтальная скв. с глубиной 1208м), №430 (горизонтальная скв. с глубиной 1244м) на м/р Морское, включая блок Огайское.

Для характеристики ориентировочных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период бурения 3-х оценочных скважин были взяты данные с проекта аналога (*Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 158 проектной глубиной 653,1/1246 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»*), которые представлены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 3-х оценочных скважин. (2023-2025 гг.)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выбросы ЗВ при строительстве 3-х оценочных скважин: №403 (г.л. 1207м), №429 (г.л. 1208м), №430 (г.л. 1244м)	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7		
От стационарных источников								
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,012480	0,002034
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,001074	0,000175
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	10,311271	15,706984
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	1,675297	2,552337
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,605046	0,945956
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	3,746117	4,025720
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000252	0,000142
0337	Углерод оксид		5	3		4	11,551972	14,980011
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,000875	0,000143
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,003849	0,000628
0410	Метан (727*)				50		0,002887	0,022446
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0,237900	1,165526
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,176132	1,116468
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,001149	0,005630
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,000362	0,001769

0621	Метилбензол		0,6			3	0,000723	0,003538
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000013	0,000026
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,130889	0,213727
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,003600	0,000037
2754	Алканы C12-19		1			4	3,251942	5,180349
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	67,566132	1,602566
	В С Е Г О:						99,27996	47,52621
От передвижных источников								
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	0,137345	0,032454
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,054950	0,004238
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,074122	0,006407
0337	Углерод оксид		5	3		4	1,542829	0,450000
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000002	0,0000002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)		5	1,5		4	0,257138	0,075000
2732	Керосин				1,2		0,103469	0,007361
	В С Е Г О:						2,16985	0,57546

1.6.1 Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями "Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий". Астана 2014 г.

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

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволяют получить следующие данные:

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

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

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

В связи с тем, что на месторождении Морское отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований, согласно «Отчета по производственному экологическому мониторингу на месторождении Морское, включая блок Огайское» АО «КоЖан» за I квартал 2022 г. ТОО «АСУ-ЭКО»:

- диоксид азота – 0,0194 мг/м³;
- азота оксид – 0,0445 мг/м³;
- диоксид серы – 0,0174 мг/м³;
- сероводород – 0,00030 мг/м³;
- оксид углерода – 2,655 мг/м³;
- сажа – 0,0549 мг/м³;
- углеводороды C₁-C₅ – 6,57125 мг/м³;
- углеводороды C₆-C₁₀ – 9,8375 мг/м³;
- углеводороды C₁₂-C₁₉ – 0,0541 мг/м³;
- формальдегид – 0,0024 мг/м³.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат и учетом существующего оборудования, принятого по проекту ПДВ.

Расчет рассеивания проводился для 3 (рекомендуемого) варианта разработки месторождения на 2022 год, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Исходные данные для расчета рассеивания представлены в Приложении 2. Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 4.

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 расстоянии 500 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн.
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,8106	0,227388	0,135829	нет расч.	нет расч.	нет расч.	17	50	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,4997	0,387077	0,330632	нет расч.	нет расч.	нет расч.	17	30	-
0602	Бензол (64)	0,6528	0,077282	0,003547	нет расч.	нет расч.	нет расч.	17	0,3	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,3078	0,036429	0,001672	нет расч.	нет расч.	нет расч.	17	0,2	3
0621	Метилбензол (349)	0,2051	0,024285	0,001114	нет расч.	нет расч.	нет расч.	17	0,6	3

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДКмр.

При установленном размере СЗЗ в 500 м, превышений в 1 ПДК на границе СЗЗ не по одному веществу не наблюдается.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ программа выдает карты рассеивания – изолинии, которые приведены в Приложении 1.

1.6.2 Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размер санитарно-защитной зоны месторождения Морское установлен 500 м в соответствии с санитарно-эпидемиологическим заключением № Е.02.Х.KZ71VBZ00003236 от 04.06.19г. к «Проекту установления размера (окончательной) санитарно-защитной зоны производственных объектов АО " КоЖАН" месторождение Морское (включая блок Огайское)».

1.7 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Департаментом экологии, Управлением охраны общественного здоровья Атырауской области.

Контроль за соблюдением НДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках.

План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов составляется экологическими службами предприятия.

1.8 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

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

высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах могут быть:

- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 15–20 %, носит организационно-технический характер и не приводит к существенным затратам и снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40 % за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.
- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 40-60 %:

- ограничение работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки.
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, 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.

1.9 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух выполнена на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ и предварительного расчета рассеивания загрязняющих веществ с учетом размера санитарно-защитной зоны месторождения.

Реализация проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Кульжан будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ.

Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин представлено в таблице 1.12

Таблица 1.12 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин

Наименования процесса	I вариант		II вариант		III рекомендуемый вариант	
	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн
Строительство скважин, тонн	5 скважин		10 скважин		29 скважин	
	105,64025	136,83173	766,85892	413,42009	948,57225	560,29409

Анализ таблицы 1.12 показывает, что III рекомендуемый вариант, с точки зрения технико-экономических расчетов:

- характеризуется большими выбросами, чем II и I варианты, тем не менее является экономически рентабельным;
- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на атмосферный воздух жилых зон не ожидается, так как согласно нормативным требованиям: в пределах санитарно-защитной зоны не допускается размещение жилых и общественных зданий.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие строительства скважины будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, но природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается **средняя** (9-27).

Последствия испытываются, но величина воздействия находится в пределах допустимых стандартов.

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ:

- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;
- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;
- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;
- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;

-
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
 - для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
 - проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации.

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

Вода используется на питьевые и технологические нужды на период проведения работ. Требуется вода технического и питьевого качества. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кулсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

На нефтепромысле вода используется на следующие нужды:

- бурение скважин;
- производственные нужды (подготовка нефти, приготовление технологических растворов, промывка технологического оборудования и резервуаров, капитальный и текущий ремонты нефтяных скважин и др.);
- хозяйственно-бытовые нужды;
- водоснабжение вахтового поселка;
- пожаротушение;
- другие нужды (полив территории, зеленых насаждений).

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

Для обеспечения технологического процесса и хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала требуется вода технического и питьевого качества. На месторождении источниками водоснабжения являются:

- вода, питьевого и технического качества, поставляемая на договорной основе;
- в качестве резерва, дополнительным источником снабжения питьевой водой является бутилированная питьевая вода.

Безопасность и качество воды обеспечивается предприятием поставщиком.

2.3 Водный баланс объекта

Эксплуатация существующих и проектируемых объектов (скважин) будет осуществляться действующим персоналом, в связи с этим вопросы водопотребления для хозяйственных нужд при эксплуатации в настоящем разделе не рассматриваются.

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважин на месторождении Морское, включая блок Огайское приняты согласно проектам аналогам:

- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 408 с проектной глубиной 1170/1844 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»:

Проект «Оценка воздействий на окружающую среду» к «Проекту разработки месторождения Морское, включая блок Огайское»

- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 410 с проектной глубиной 1048/1201 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 412 с проектной глубиной 848/1535 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 413 с проектной глубиной 816/933 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 415 с проектной глубиной 790/887 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 517 с проектной глубиной 1156,4/1902 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 511 с проектной глубиной 688,44/1360 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 527 с проектной глубиной 1143,7/1688 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 515 с проектной глубиной 735,62/1155 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)» (Заключение ГЭЭ №: №: KZ43VCZ00756799 от 30.12.2020г.);

- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 158 проектной глубиной 653,1/1246 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)».

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин по вариантам представлены в таблицах 2.1-2.4.

Все образующиеся сточные воды будут собираться в емкость, и для очистки и сброса передаваться специализированным организациям, имеющим экологическое разрешение на сброс сточных вод, на договорной основе, по результатам проведенного тендера.

Таблица 2.1 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 5 скважин по I варианту (2022 г.)

А) На хозяйственно-питьевые нужды

На хозяйственно-питьевые нужды	№№413 (гл.932 м), 415 (гл.887 м)				№408 (гл.1770 м)				№412 (гл.1502 м)				№410 (гл.1186 м)				Всего по 5ти скважинам			
Потребитель	Водопотребление		Водоотведение		Водопотребление		Водоотведение		Водопотребление		Водоотведение		Водопотребление		Водоотведение		Водопотребление		Водоотведение	
	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год
питьевые нужды	0,12	4,08	0,12	4,08	0,06	2,52	0,06	2,52	0,06	2,46	0,06	2,46	0,06	2,16	0,06	2,16	0,3	11,22	0,3	11,22
хозяйственно-бытовые нужды	1,5	51	1,5	51	0,75	31,5	0,75	31,5	0,75	30,75	0,75	30,75	0,75	27	0,75	27	3,75	140,25	3,75	140,25
душевая сетка (количество сеток)	2	68	2	68	1	42	1	42	1	41	1	41	1	36	1	36	5	187	5	187
столовая (количество блюд)	3,6	122,4	3,6	122,4	1,8	75,6	1,8	75,6	1,8	73,8	1,8	73,8	1,8	64,8	1,8	64,8	9	336,6	9	336,6
прачечная (количество белья, кг)	1,2	40,8	1,2	40,8	0,6	25,2	0,6	25,2	0,6	24,6	0,6	24,6	0,6	21,6	0,6	21,6	3	112,2	3	112,2
Всего	8,42	286,28	8,42	286,28	4,21	176,82	4,21	176,82	4,21	172,61	4,21	172,61	4,21	151,56	4,21	151,56	21,05	787,27	21,05	787,27
непредвиденные расходы 5%	0,42	14,32	0,42	14,32	0,21	8,84	0,21	8,84	0,21	8,63	0,21	8,63	0,21	7,58	0,21	7,58	1,05	39,37	1,05	39,37
Итого:	8,84	300,6	8,84	300,6	4,42	185,66	4,42	185,66	4,42	181,24	4,42	181,24	4,42	159,14	4,42	159,14	22,1	826,64	22,1	826,64

Продолжение таблицы 2.1 – Б) На технические нужды

На технические нужды	№413 (гл.932 м)	№415 (гл.887 м)	№408 (гл.1770 м)	№412 (гл.1502 м)	№410 (гл.1186 м)	Всего по 5ти скважинам
Общее потребление воды на скважину, из них:	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3
вода на технические нужды	305,84	312,44	446,67	403,98	351,36	1820,29
для обмыва технологического оборудования	15	15	19,5	19	16,5	85
для приготовления бурового раствора	254,73	260,53	377,13	337,63	295,03	1525,05
для приготовления цементного раствора	36,11	36,91	50,04	47,35	39,83	210,24
вода питьевого качества в том числе:	184,7	184,7	226,05	220,14	196,54	1012,13
на хозяйственно-бытовые нужды	150,3	150,3	185,66	181,24	159,14	826,64
на котельную	34,4	34,4	40,39	38,9	37,4	185,49
Итого:	490,54	497,14	672,72	624,12	547,9	2832,42

Таблица 2.1.3 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 10 скважин по II варианту (2022-2024 гг.)

А) На хозяйственно-питьевые нужды

На хозяйственно-питьевые нужды	На 2 скв. №413 (гл.932 м) и №415 (гл. 887 м)		На 2 скв. №408 (гл.1770 м) и №520 (гл. 1146 м)		на 1 скв. №412 (гл.1502 м)		На 2 скв. №410 (гл.1186 м) и №61 (гл. 1105м)		На 1 скв. №68 (гл.1350 м)		На 1 скв. №69 (гл.1751 м)		На 1 скв. №84 (гл. 1388 м)		На 10 скв. 2 вариант	
Потребитель	Водо-потреб-ление	Водо-отведение	Водо-потреб-ление	Водо-отведение	Водо-потреб-ление	Водо-отведение	Водо-потреб-ление	Водо-отведение	Водо-потреб-ление	Водо-отведение	Водо-потреб-ление	Водо-отведение	Водо-потреб-ление	Водо-отведение	Водопотреб-ление	Водо-отведение
	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год
питьевые нужды	4,08	4,08	5,04	5,04	2,46	2,46	4,32	4,32	1,98	1,98	244,4625	244,4625	2,16	2,16	1720,917	1720,917
хозяйственно-бытовые нужды	51	51	63	63	30,75	30,75	54	54	24,75	24,75			27	27		
душевая сетка (количество сеток)	68	68	84	84	41	41	72	72	33	33			36	36		
столовая (количество блюд)	122,4	122,4	151,2	151,2	73,8	73,8	129,6	129,6	59,4	59,4			64,8	64,8		
прачечная (количество белья, кг)	40,8	40,8	50,4	50,4	24,6	24,6	43,2	43,2	19,8	19,8			21,6	21,6		
Всего	286,28	286,28	353,64	353,64	172,61	172,61	303,12	303,12	138,93	138,93			151,56	151,56		
непредвиденные расходы 5%	14,32	14,32	17,68	17,68	8,63	8,63	15,16	15,16	6,9465	6,9465			7,578	7,578		
Итого:	300,6	300,6	371,32	371,32	181,24	181,24	318,28	318,28	145,8765	145,8765	244,4625	244,4625	159,138	159,138	1720,917	1720,917



Продолжение таблицы 2.2 – Б) На технические нужды

На технические нужды	На 1 скв. №413 (гл.932 м)	На 1 скв. №415 (гл. 887 м)	На 2 скв. №408 (гл.1770 м) и №520 (гл. 1146 м)	На 1 скв. №412 (гл.1502 м)	На 2 скв. №410 (гл.1186 м) и №61 (гл. 1105м)	На 1 скв. №68 (гл.1350 м)	На 1 скв. №69 (гл.1751 м)	На 1 скв. №84 (гл. 1388 м)	На 10 скв. 2 вариант
Общее потребление воды на скважину, из них:	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3
вода на технические нужды	305,84	312,44	893,34	403,98	702,72	270,1	758,6025	306,4	5738,469
для обмыва технологического оборудования	15	15	39	19	33	15		16,5	
для приготовления бурового раствора	254,73	260,53	754,26	337,63	590,06	207,3		241,9	
для приготовления цементного раствора	36,11	36,91	100,08	47,35	79,66	47,8		48	
вода питьевого качества в том числе:	184,7	184,7	452,1	220,14	393,08	167,3805		182,946	
на хозяйственно-бытовые нужды	150,3	150,3	371,32	181,24	318,28	145,8765		159,138	
на котельную	34,4	34,4	80,78	38,9	74,8	21,504		23,808	
Итого:	490,54	497,14	1345,44	624,12	1095,8	437,4805		489,346	

Таблица 2.3 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 29 скважин по III рекомендуемому варианту (2022-2027 гг.)

А) На хозяйственно-питьевые нужды

На хозяйственно-питьевые нужды	На 2 скв. №№413 (гл.932 м) , №415 (гл. 887 м)		На 2 скв. №408 (гл.1770 м) и №520 (гл. 1146 м)		на 1 скв. №412 (гл.1502 м)		На 2 скв. №410 (гл.1186 м) и №61 (гл. 1105м)		На 7 скв. №68 (гл.1350 м), №404 (гл. 1275 м), №405 (гл. 1295 м), №418 (гл. 1291 м), №422 (гл. 1316 м), №423 (гл. 1275 м), №428 (гл. 1341 м)		На 4 скв. №69 (гл.1751 м), №420 (гл.1975 м), №424 (гл.1913 м), №426 (гл.1883 м)		На 7 скв. №84 (гл. 1388 м), №406 (гл. 1572 м), №419 (гл. 1384 м), №533 (гл. 1654 м), №421 (гл. 1661 м), №425 (гл. 1374 м), №427 (гл. 1417 м)		На 4 скв №521 (гл.1146 м), №534 (гл.1147 м), №535 (гл.1104 м), №536 (гл.1121 м)		На 29 скв. 2 рекомендуемый вариант		
	Потребитель	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение	Водо- потре- бление	Водо- отведение
	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год	м³/год
питьевые нужды	4,08	4,08	5,04	5,04	2,46	2,46	4,32	4,32	13,86	1,98	977,85	977,85	15,12	15,12	6,72	6,72	4779,4875	4779,4875	
хозяйственно-бытовые нужды	51	51	63	63	30,75	30,75	54	54	173,25	24,75			189	189	84	84			
душевая сетка (количество сеток)	68	68	84	84	41	41	72	72	231	33			252	252	112	112			
столовая (количество блюд)	122,4	122,4	151,2	151,2	73,8	73,8	129,6	129,6	415,8	59,4			453,6	453,6	201,6	201,6			
прачечная (количество белья, кг)	40,8	40,8	50,4	50,4	24,6	24,6	43,2	43,2	138,6	19,8			151,2	151,2	67,2	67,2			
Всего	286,28	286,28	353,64	353,64	172,61	172,61	303,12	303,12	972,51	138,93			1060,92	1060,92	471,52	471,52			
непредвиденные расходы 5%	14,32	14,32	17,68	17,68	8,63	8,63	15,16	15,16	48,6255	6,9465			53,046	53,046	23,576	23,576			
Итого:	300,6	300,6	371,32	371,32	181,24	181,24	318,28	318,28	1021,1355	145,8765	977,85	977,85	1113,966	1113,966	495,096	495,096	4779,4875	4779,4875	

Продолжение таблицы 2.3 – Б) На технические нужды

На технические нужды	На скв. №413 (гл.932 м)	На скв. №415 (гл. 887 м)	На 2 скв. №408 (гл.1770 м) и №520 (гл. 1146 м)	На скв. №412 (гл.1502 м)	На 2 скв. №410 (гл.1186 м) и №61 (гл. 1105м)	На 7 скв. №68 (гл.1350 м), №404 (гл. 1275 м), №405 (гл. 1295 м), №418 (гл. 1291 м), №422 (гл. 1316 м), №423 (гл. 1275 м), №428 (гл. 1341 м)	На 4 скв. №69 (гл.1751 м), №420 (гл.1975 м), №424 (гл.1913 м), №426 (гл.1883 м)	На 7 скв. №84 (гл. 1388 м), №406 (гл. 1572 м), №419 (гл. 1384 м), №533 (гл. 1654 м), №421 (гл. 1661 м), №425 (гл. 1374 м), №427 (гл. 14 м)	На 4 скв №521 (гл.1146 м), №534 (гл.1147 м), №535 (гл.1104 м), №536 (гл.1121 м)	На 29скв. 2 рекомендуемы й вариант
Общее потребление воды на скважину, из них:	Количество, о, м3	Количество, о, м3	Количество, м3	Количество, о, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3
вода на технические нужды	305,84	312,44	893,34	403,98	702,72	1890,7	3034,41	2144,8	969,2	15110,1875
для обмыва технологического оборудования	15	15	39	19	33	105				
для приготовления бурового раствора	254,73	260,53	754,26	337,63	590,06	1451,1				
для приготовления цементного раствора	36,11	36,91	100,08	47,35	79,66	334,6				



вода питьевого качества в том числе:	184,7	184,7	452,1	220,14	393,08	1171,6635		1280,622	565,752	
на хозяйственно-бытовые нужды	150,3	150,3	371,32	181,24	318,28	1021,1355		1113,966	495,096	
на котельную	34,4	34,4	80,78	38,9	74,8	150,528		166,656	70,656	
Итого:	490,54	497,14	1345,44	624,12	1095,8	3062,3635		3425,422	1534,952	

Таблица 2.4 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 3 оценочных скважин (2023-2025 гг.)

На хозяйственно-питьевые нужды	На 1 скважину (гл. 1207-1244 м)				На 3 скважины (гл. 1207-1244 м)			
Потребитель	Водопотребление		Водоотведение		Водопотребление		Водоотведение	
	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год
питьевые нужды	0,06	7,26	0,06	7,26	0,18	21,78	0,18	21,78
хозяйственно-бытовые нужды	0,75	90,75	0,75	90,75	2,25	272,25	2,25	272,25
душевая сетка (количество сеток)	1	121	1	121	3	363	3	363
столовая (количество блюд)	1,8	217,8	1,8	217,8	5,4	653,4	5,4	653,4
прачечная (количество белья, кг)	0,6	72,6	0,6	72,6	1,8	217,8	1,8	217,8
Всего	4,21	509,41	4,21	509,41	12,63	1528,23	12,63	1528,23
непредвиденные расходы 5%	0,2105	25,4705	0,2105	25,4705	0,6315	76,4115	0,6315	76,4115
Итого:	4,4205	534,8805	4,4205	534,8805	13,2615	1604,6415	13,2615	1604,6415

Продолжение таблицы 2.4 – Б) На технические нужды

На технические нужды	На 1 скважину (гл. 1207-1244 м)	На 3 скважины (гл. 1207-1244 м)
Общее потребление воды на скважину, из них:	Количество, м3	Количество, м3
вода на технические нужды	299,8	899,4
для обмыва технологического оборудования	59	177
для приготовления бурового раствора	195,2	585,6
для приготовления цементного раствора	45,6	136,8
вода питьевого качества в том числе:	554,8485	1664,5455
на хозяйственно-бытовые нужды	534,8805	1604,6415
на котельную/технические нужды	19,968	59,904
Итого:	854,6485	2563,9455

2.4 Поверхностные воды

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

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

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

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

Река Урал берет начало в горах Уралтау на территории России и впадает в Каспийское море ниже города Атырау. Длина реки в пределах Казахстана 1084 км, площадь водосбора – общая 231 тыс. км², в пределах Казахстана 72,5 км². Формирование основного стока Урала заканчивается у пос. Кушум.

На территории Казахстана притоки не столь значительны. Здесь в нее впадают реки Илек, Утва, Деркуль, Орь и др., а в нижнем течении (ниже с. Кушум) она на протяжении 800 км до самого Каспийского моря не принимает не одного притока. В России формируется 36% стока бассейна р. Урал, в Казахстане – 54 %. Средний многолетний расход реки Урал изменяется по течению реки от 317 м³/с у поселка Кушум до 196 м³/с у города Атырау. В межень расход реки сокращается и в низовьях составляет в среднем 70-100 м³/с летом и 27-30 м³/с зимой. Средняя продолжительность паводка – 84 дня, в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80 % годового стока. Среднемноголетний пик паводка приходится на середину мая.

Каспийское море - уникальный бессточный внутриматериковый водоем, на берегах которого осуществляют свою деятельность многочисленные промышленные и сельскохозяйственные предприятия четырех государств.

Каспий делится на три естественных физико-географических региона: Северный, Центральный и Южный.

Рассматриваемая территория проходит по северо-восточному побережью Северного региона Каспия.

Северо-Восточный Каспий специфичен по своим гидрологическим условиям. Они связаны с его мелководностью, зависимостью от силы и направления ветра, взаимодействием с пресным стоком Урала и Волги и подтоком соленых вод из Среднего Каспия, высокой испаряемостью воды, быстрой прогреваемостью и охлаждением водных масс.

Температура вод в прибрежных районах Северо – Восточного Каспия имеет четко выраженную сезонную и суточную изменчивость. Она отражает колебания температуры воздуха. Весной и летом с приближением к берегу, температура воды повышается, осенью – понижается.

Режим солёности в Северо-Восточном Каспии формируется под влиянием пресного стока Урала и Волги, подтока соленых вод со Среднего Каспия и из Мертвого Култука, а также испарения. Пресный сток преимущественно распространяется вдоль побережья с севера на юг. Особенностью распределения солёности у восточного побережья Северного Каспия является снижение ее по направлению от Уральской Бороздины к берегу и повышение у самого побережья вследствие испарения воды и концентрирования солей.

Независимо от сезона поле солёности в районе моря, прилегающего к Тенгизскому месторождению, однородно в направлении вдоль берега и возрастает с приближением к берегу. Солёность зависит от общего уровня опреснения в Северном Каспии и подвержена сезонным изменениям и краткосрочным колебаниям под воздействием ветра.

Течения играют важную роль в формировании гидрологического режима Северного Каспия. В Северо-Восточном Каспии не существует постоянных течений. В секторе моря, прилегающем к Тенгизскому месторождению, из-за мелководности скорость и направление течений определяются ветровым фактором. В целом, циркуляция воды в этом секторе моря представлена в следующем виде: для осени преобладающим направлением течения является восточное и северо-восточное, а для весны – западное и северо-западное.

Глубина. Для данного района характерна мелководность и малый уклон дна. На профиле, расположенном вдоль береговой линии, глубины постепенно повышаются в направлении с севера на юг от 0,4 до 1,4 м. На профиле, перпендикулярном береговой линии, глубина составляет 0,65-1,05 м.

Многолетние колебания уровня моря и сгонно-нагонные явления. Одной из характерных особенностей Каспийского моря является тот факт, что водное пространство подвержено значительным колебаниям уровня поверхности, способное повышаться и понижаться за короткие и длительные циклы. Фоновый уровень Каспийского моря подвержен значительным колебаниям. В прошлом столетии уровень Каспийского моря почти до конца 70-х годов, в основном, понижался.

Общее непрерывное понижение уровня, наблюдавшееся в 1930-1977 гг., составило 3,2 м со средней интенсивностью около 4 см в год.

Основными факторами обуславливающими это понижение явились изменения климата и хозяйственная деятельность в бассейне реки Волга. Подтопление и затопление территории месторождения в результате колебаний уровня воды в Каспийском море испытывает циклические колебания, в последние годы после продолжительного повышения отмечается постепенный спад уровня воды. По вероятностной оценке, выполненной КазНИМОСК, положение уровня в ближайшие годы будет стабилизировано, а к 2020 г. уровень воды упадет на 1,25 м (для обеспеченности 50%).

Положение уровня воды с обеспеченностью 2 % (повторяемость 2 раза в 100 лет) определяется отметкой – 26,18 – для 2020 г. Данные исследования и прогнозы являются положительными аспектами для дальнейшей разработки месторождения.

В настоящее время уровень воды в море в зависимости от сезона года, колеблется в пределах - 27-27,4 м. Проблемы, связанные с повышением уровня моря, усиливаются характерными для северо-восточного побережья большими нагонами, росту амплитуды которых, способствуют штормовые ветры. Максимальное количество сильных штормов (79 %) приходится на холодную половину года (ноябрь – апрель), когда на ветровой режим оказывает влияние сибирский антициклон.

Другим фактором, влияющим на подъем уровня моря, являются штормовые нагоны, которые могут кратковременно, но значительно повышать местный уровень моря относительно фоновых значений.

Продолжительность нагонов изменяется от нескольких часов до нескольких суток.

После их прекращения и возвращения уровня к его начальным значениям, часть морской воды остается в понижениях побережья, и может находиться там, в течение длительного времени в связи с высоким положением грунтовых вод, получая, так же, дополнительное питание талыми и дождевыми водами. Площадь проникновения морской воды вглубь побережья зависит от величины нагона, высотных отметок и рельефа затопляемых берегов, а также от фонового и сезонного уровня моря.

Наиболее благоприятные условия для развития значительных нагонов и максимальных зон затопления в пределах Республики Казахстан отмечаются на пологом, мелководном восточном побережье Северного Каспия, где часто дуют сильные ветры западных румбов.

Здесь регулярно наблюдаются нагоны до 1 м. Такие подъемы, в условиях крайне малых уклонов прилегающей к морю суши, приводят к затоплению территории шириной до 15-25 км. Чем выше фоновый уровень Каспия, тем дальше вглубь побережья может проникать морская вода при нагоне.

Каспийское побережье, в пределах Республики Казахстан слабо обеспечено гидрометеорологической информацией. Северо-восточное побережье Каспийского моря по высоте максимальных нагонов (2%-ная обеспеченность) можно разделить на 5 районов, представленных ниже.

Районы	Величина нагона, м
Побережье Тенгизского месторождения нефти и газа, длина около 90 км	2,4
Побережье сора Мертвый Култук от промысла Прорва до северного берега залива Комсомолец, длина около 50 км	2,6
Побережье мелководного залива Комсомолец, включая северный и южный берега залива, длина около 150 км	2
Северное побережье п-ва Бузачи до мыса Бурыншик, длина около 100 км	2,19
Северо-западное побережье п-ва Бузачи от мыса Бурыншик до п-ва Долгий, длина около 90 км	1,29

Наличие обширных мелководий, очень малых уклонов дна прибрежной зоны в пределах Республики

Казахстан является причиной того, что даже небольшое повышение уровня моря влечет за собой затопление обширных территорий. При повышении уровня моря на 1 метр затапливается территория до 10-17 тыс. км². На величину нагонов и сгонов оказывают влияние такие факторы, как скорость, направление, продолжительность действия ветра, а также глубины моря, уклоны и рельеф дна, конфигурация береговой черты.

В соответствии с характером ветров наибольшая частота и значение нагонов и сгонов отмечаются ранней весной (март-май) и осенью (сентябрь-ноябрь). В летние месяцы сгонно-нагонные колебания уровня обычно незначительны и повторяемость их мала.

Такие нагоны и оставленные ими в понижениях суши воды способствуют повышению уровня грунтовых вод и верховодок, увеличивая ширину подтопляемой полосы до 2-8 км. Зимой во время оттепелей, весной и осенью такие понижения в рельефе также заполняются талыми и дождевыми водами, повышая увлажненность побережья. Всё это снижает устойчивость зданий и сооружений, обуславливает нарушение коммуникаций и создает неблагоприятную экологическую обстановку в прибрежной зоне. Вышеуказанные проблемы создают предпосылки ухудшения качества прибрежных вод в связи с присутствием потенциальных источников загрязнения в водной среде и на суше прибрежной зоны.

В гидрологическом режиме региона особое место занимает проблема затопления прибрежной части территории нагонными водами со стороны Каспийского моря. Лаборатория проблем Каспийского моря КазНИИМОСК в работе «Оценка затопления северо-восточного побережья Каспийского моря», представила количественную оценку вероятностного прогноза фоновых уровней Каспийского моря различной обеспеченности на период до 2020 года. Кроме того, на казахстанском побережье Каспийского моря выделены 15 районов по высоте 2% обеспеченности максимальных нагонов. Территория месторождения Морское попадает в район по максимальной высоте нагонов, равной 3,0 м. При вероятностном прогнозе фоновых уровней Каспийского моря 1% обеспеченности, до 2020 года, равному минус 25,8 м, и при максимальной высоте нагона 2% обеспеченности, равному 3,0 м, территория с абсолютными отметками местности от минус 22,8 м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами со стороны Каспийского моря.

Гидрографическая сеть и гидрологические условия района расположения участка

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

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

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

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

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

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

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

Западная часть Жылойского района омывается водами Северного Каспия.

2.4.1 Характеристика источников воздействия

Водные объекты подлежат охране от:

- 1) природного и техногенного загрязнения вредными опасными химическими и токсическими веществами и их соединениями, теплового, бактериального, радиационного и другого загрязнения;
- 2) засорения твердыми, нерастворимыми предметами, отходами производственного, бытового и иного происхождения;
- 3) истощения.

Загрязнением водных объектов признается сброс или поступление иным способом в водные объекты предметов или загрязняющих веществ, ухудшающих качественное состояние и затрудняющих использование водных объектов.

Охрана водных объектов осуществляется от всех видов загрязнения, включая загрязнение через поверхность земли и воздух.

Месторождение Морское затопливаемая территория. Затопление носит временный характер, из-за непостоянства сильных нагонов со стороны Каспия. Нагоны и оставленные ими в понижениях суши воды способствуют повышению уровня грунтовых вод и верховодок, увеличивая ширину подтопляемой полосы до 2-8 км. Зимой во время оттепелей, весной и осенью такие понижения в рельефе также заполняются талыми и дождевыми водами, повышая увлажненность побережья. Всё это снижает устойчивость зданий и сооружений, обуславливает нарушение коммуникаций и создает неблагоприятную экологическую обстановку в прибрежной зоне. В последние годы отмечается относительная стабилизация уровня Каспия.

2.4.2 Водоохранные мероприятия

Для предотвращения загрязнения водных ресурсов предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование за колонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- изоляции флюидосодержащих горизонтов путем их перекрытие обсадными колоннами;
- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- оборудование скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях и их, излив на дневную поверхность;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;

- применение безамбарного метода бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические емкости, с последующим вывозом на специализированные предприятия, имеющие экологическое разрешение на сброс сточных вод;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ.

2.5 Подземные воды

Месторождение Морское входит в пределы Прикаспийского гидрогеологического бассейна и приурочено к Южно-Эмбинскому гидрогеологическому району. В пределах Прикаспийской впадины достаточно достоверно установлено погружение всех водоносных комплексов от бортовых зон к центральным частям. В этом же направлении происходит региональное движение подземных вод, которое осложняется встречным потоком возрожденных (элизионных) вод из глубоких горизонтов к бортовым зонам. Последнее больше характерно подсолевым отложениям, для которых фронт элизионного режима проходит во внутренних прибортовых зонах на некотором удалении от бортовых уступов.

Области питания для надсолевого водоносного комплекса по имеющимся данным находятся в пределах обрамления впадины, там, где эти отложения выходят на дневную поверхность. Дополнительными областями питания являются сводовые части многочисленных солянокупольных структур.

Состав и свойства пластовых вод месторождения Морское изучены по результатам исследований вод со скважин 6, 6Д, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 19-ЗМ, 21, 22, 23, 26, 56-ЗМ и 59-ЗМ с блоков Восточный и Западный и со скважин 1-Ог и 20-Ог блока Огайское. Данные исследования проводились в период с 2008 по 2015 годы по альбскому, аптскому и неокомскому горизонтам.

Состав вод с площади Огайское представлен исследованиями со скважины 1, работающей на аптском горизонте и скважины 20-Ог, эксплуатируемой на неокоме. Состав данных вод практически одинаковый и характеризуется следующим содержанием: натрий+калий – 63 - 64 г/л, кальций – 4,9 - 5,2 г/л, магний – 2,6 - 2,9 г/л, хлориды – 114 - 116 г/л, гидрокарбонаты – 79 - 220 мг/л. Сульфаты обнаружены только в скважине № 20 в количестве 521 мг/л. рН среды 6,4 - 7,02. Общее солесодержание составляет 183 - 188 г/л. Плотность вод равна 1129,2 - 1130,5 кг/м³.

Микрокомпоненты определены в следующих количествах: йод – 0,24 - 0,59 мг/л, бром - 6,64 - 15,6 мг/л, железо II – 0 - 2,8 мг/л, железо III – 1,68 - 1,96 мг/л. Сероводород не выявлен.

В 2015 году была отобрана проба с общего коллектора. Суммарная минерализация данной пробы воды составила 179 г/л. Состав вод схож с составом воды со скважины 20-Ог.

В целом по месторождению, учитывая все разрабатываемые площади, минерализация пластовых вод альбского продуктивного горизонта в среднем составляет 142 - 161 г/л, по неомскому и совместно эксплуатируемому с ним аптскому горизонту суммарная минерализация составляет 183 - 207 г/л.

2.5.1 Современное состояние водных ресурсов

Для характеристики современного состояния подземных вод на месторождении были использованы данные отчета по производственному экологическому контролю за 1 квартал 2022 года в рамках реализации программы производственного экологического контроля за состоянием окружающей среды предоставленных АО «КоЖан», которые были выполнены аккредитованной лабораторией ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л» (аттестат аккредитации № KZ.T.05.1400 от 29.07.2020 г.), оснащенной всем необходимым оборудованием для проведения исследований в области охраны окружающей среды и привлеченной на договорной основе.

Согласно отчету АО «КоЖан» по производственному экологическому контролю за 1 квартал 2022 года, мониторинг воздействия осуществлялся с целью определения фоновое состояние водных объектов, пробы отбирались из наблюдательных 3-х скважин на месторождении Морское и из 8-ми скважин в Блоке Огайское.

Контролируемые показатели – pH, ХПК, БПК, нерастворимые в воде вещества, жесткость общая, кальций, магний, гидрокарбонаты, хлориды, сульфаты, сухой остаток, СПАВ, азот аммонийный, нитриты, нитраты, железо, нефтепродукты, фенолы, медь, цинк.

Оценка качества подземных вод осуществляется путем сравнения результатов анализов химического состава проб воды, с предельно допустимыми концентрациями (ПДК) загрязняющих веществ в воде в соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (утверждены Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209). В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных подземных вод в РК не разработаны, такая оценка является условной.

Результаты мониторинговых исследований отражены ниже на рисунках 8, 9.

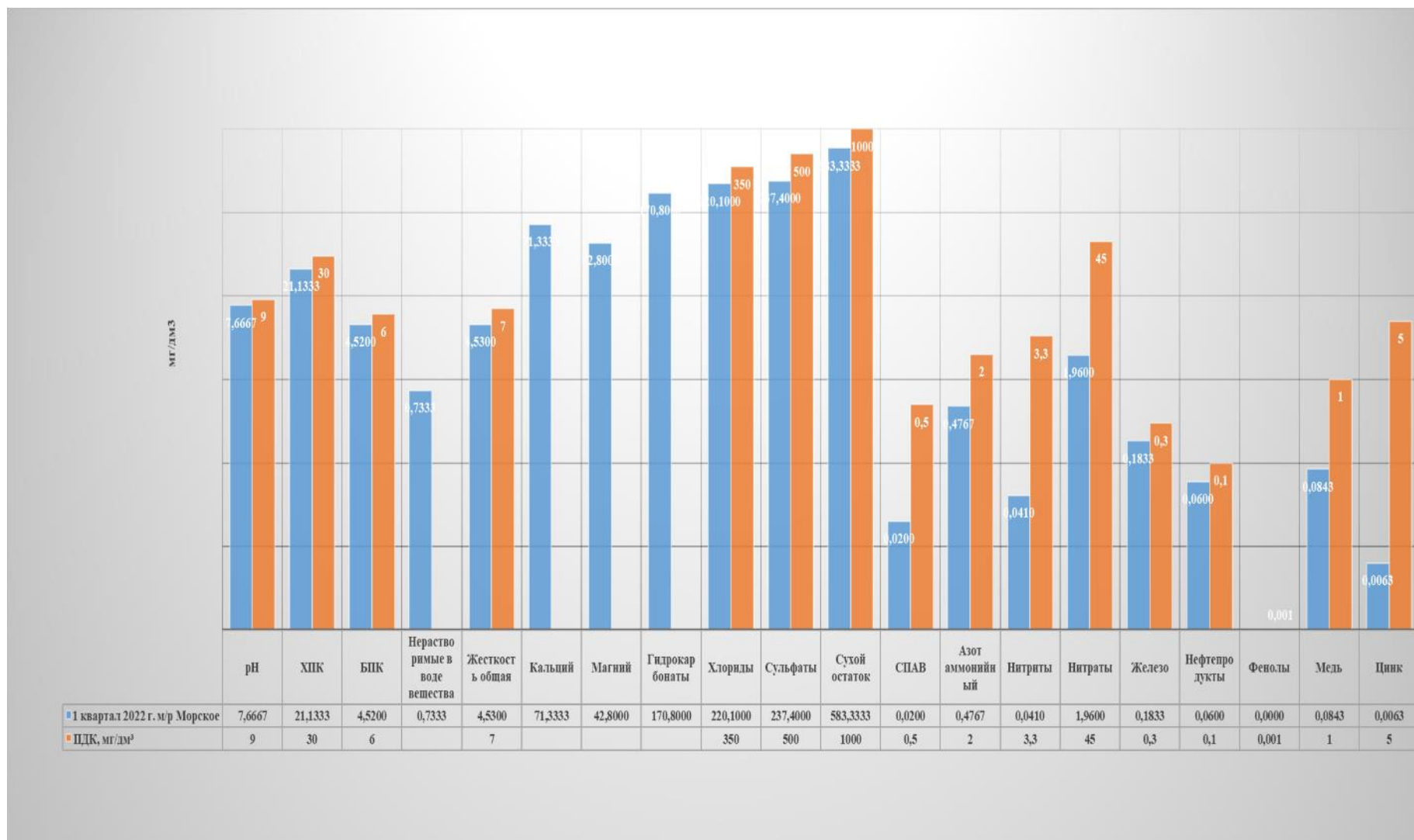


Рисунок 8 - Средние концентрации управляемых веществ на водных объектах м/р Морское за 1 квартал 2022 года

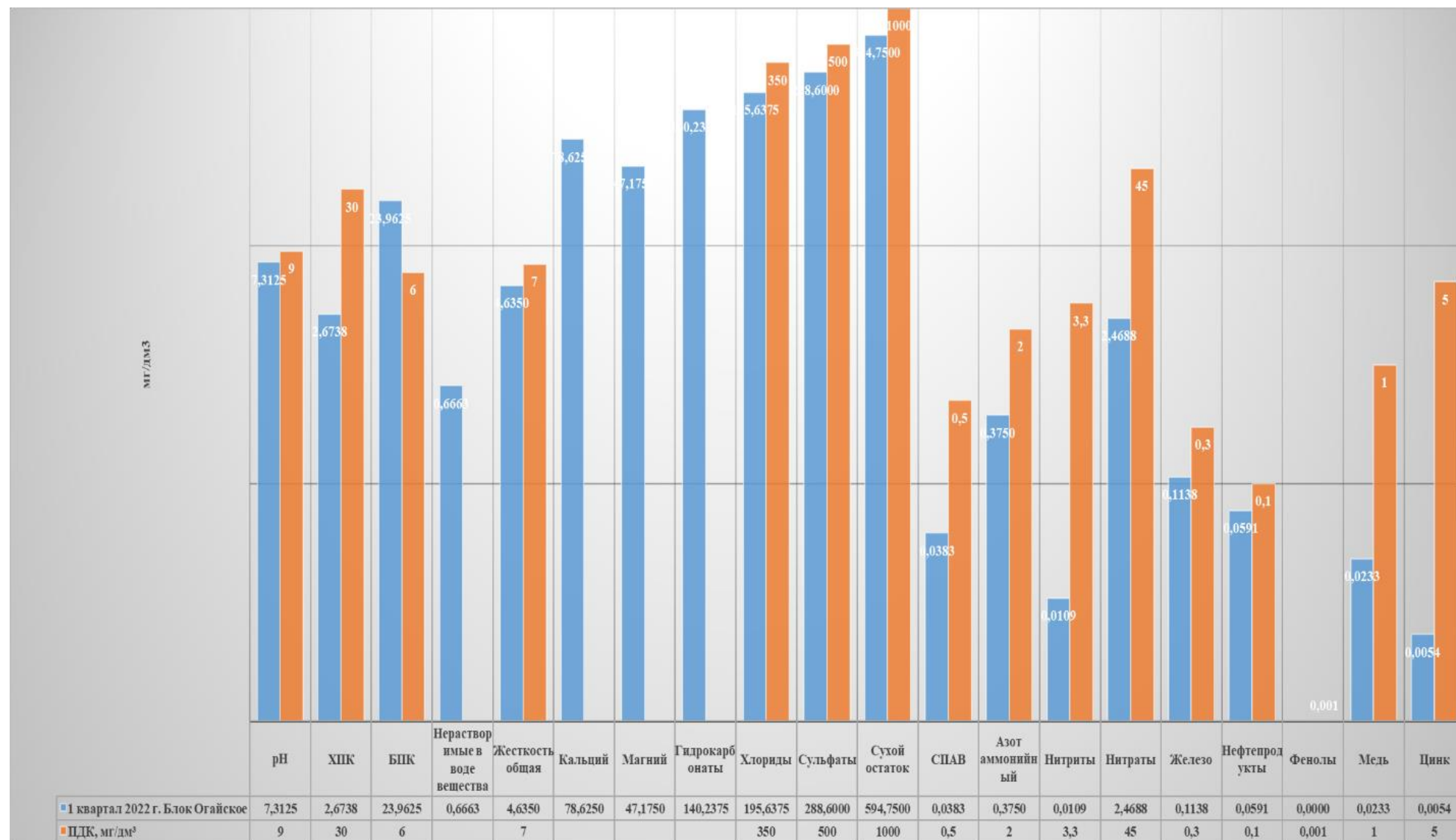


Рисунок 9 - Средние концентрации управляемых веществ на водных объектах Блока Огайское за 1 квартал 2022 года

2.5.2 Характеристика источников воздействия

Водные объекты подлежат охране от:

- 1) природного и техногенного загрязнения вредными опасными химическими и токсическими веществами и их соединениями, теплового, бактериального, радиационного и другого загрязнения;
- 2) засорения твердыми, нерастворимыми предметами, отходами производственного, бытового и иного происхождения;
- 3) истощения.

Загрязнением водных объектов признается сброс или поступление иным способом в водные объекты предметов или загрязняющих веществ, ухудшающих качественное состояние и затрудняющих использование водных объектов.

Охрана водных объектов осуществляется от всех видов загрязнения, включая загрязнение через поверхность земли и воздух.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин, при нарушении правил обращения с отходами. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние поверхностных и подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами и пластовыми флюидами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных веществ, случайные проливы буровых растворов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

2.5.3 Обоснование мероприятий по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование заколонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- изоляции флюидосодержащих горизонтов путем их перекрытие обсадными колоннами;
- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- оборудование скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях и их, излив на дневную поверхность;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- применение безамбарного метода бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические емкости, с последующим вывозом на специализированные предприятия, имеющие экологическое разрешение на сброс сточных вод;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ.

2.5.4 Оценка влияния объекта на качество и количество подземных вод

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрологические факторы естественной защищенности;

- климатические факторы питания;
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробов и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- поступление загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- поступление загрязняющих веществ из полей фильтрации сточных вод;
- проникновение в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод;
- утечки жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин;
- межпластовые перетоки, нарушение целостности скважин и цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников;
- размещение бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод
- истощение подземных вод.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

При реализации 1 варианта разработки предусмотрено бурение 5 скважин, 2 варианта бурение 10 скважин, 3 рекомендуемого варианта 29 скважин на месторождении Морское, включая блок Огайское.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных материалов;

- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод в процессе строительства скважин принят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Принятая конструкция скважины призвана исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

С целью предотвращения проникновения загрязняющих веществ в грунт в результате разлива, с последующей миграцией их в грунтовые воды, площадки скважины и технологического оборудования выполнены из уплотненного грунта, а все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязняющих веществ непосредственно на почвы и инфильтрацию стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

Отвод поверхностных вод предусматривается за территорию площадок с минимально требуемыми уклонами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные металлические контейнеры и бочки для сбора промышленных отходов и ТБО, а также и емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

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

Оценка возможного воздействия на водные ресурсы выполнена на основании проведенных предварительных расчетов.

Реализация проектных решений по вариантам разработки на месторождении Кульжан будет сопровождаться дополнительным объемом водопотребления и водоотведения.

Ориентировочные объемы представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов в 2022-2027 гг.

Наименования процесса	I вариант (5 скв.)		II вариант (10 скв.)		III рекомендуемый вариант (29 скв.)	
	водопотребление	водоотведение	водопотребление	водоотведение	водопотребление	водоотведение
Строительство скважин, м ³ /год	3659,06	3659,06	7459,386	7459,386	19889,68	19889,68

Анализ таблицы 2.4 показывает, что при реализации проектных решений I варианта предусмотрено бурение 5 скважин, II варианта 10 скважин, III варианта 29 скважин, соответственно III рекомендуемый вариант характеризуется большими сбросами чем I и II варианты, но является экономически рентабельным.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на водные ресурсы при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 балла, категория значимости воздействия на подземные воды разработки присваивается **низкая** (1-8). Последствия испытываются, но величина воздействия находится в пределах допустимых стандартов.

2.5.5 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Мониторинг подземных вод, проводится с целью определения качества грунтовых вод. Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» - *Недропользователем осуществляется контроль через сеть инженерных скважин за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения).*

Химический состав воды контролируется по следующим параметрам: макро-микрохимического состава, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, тяжелые металлы.

Частота отбора проб подземных вод должна быть не реже чем 1 раз в квартал. Мониторинг должен осуществляться аккредитованной лабораторией.

2.6 Определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ

На территории проектируемого объекта сброс загрязняющих веществ на рельеф местности не производится. Определение нормативов допустимых сбросов ЗВ не требуется.

2.7 Расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду

На территории проектируемого объекта сброс загрязняющих веществ на рельеф местности не производится. Расчет количества сбросов не требуется.

3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

3.1 Характеристика геологического строения

Структура Морское выявлена в 1963 г. Блок Огайское, расположенный на Северо-Западном крыле соляного купола Морское был открыт в 1982 г., когда при опробовании аптских и альбских отложений в скважине 30 получены притоки нефти и газа.

Геологоразведочные работы на месторождении проводились с 1974 г. по 2018 г.

В разрезе месторождения установлена продуктивность ниже- и верхнемеловых отложений, в котором выделено 6 продуктивных горизонтов: сеноманский, верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении Морское, включая блок Огайское, в промышленной разработке находились три блока: Восточный, Западный и Огайское.

На месторождении пробурено 151 скважина, из которых 124 – добывающие, 12 - в освоении, 9 – ликвидированы, 5 – нагнетательные и 1- в консервации.

Литолого-стратиграфическая характеристика. На месторождении Морское вскрытый разрез пробуренных поисково-разведочных и оценочных скважин представлен отложениями от четвертичных до нижнепермских включительно (максимальная глубина 4755 м в скважине 1-Ог).

В тектоническом отношении структура Морская представляет собой солянокупольную структуру скрыто-прорванного типа. По особенностям строения и характеру взаимоотношений с перекрывающими породами в составе надсолевого комплекса Прикаспийской впадины выделяются несколько структурных подкомплексов: верхнепермско-триасовый, юрско-палеогеновый и неоген-четвертичный.

Морфология поверхности соли отражается в строении надсолевого комплекса, на формирование которого существенное влияние оказали разрывные нарушения меридионального и субширотного направлений.

Структура Морская субширотным разрывным нарушением (F) делится на три блока: Огайское, Западный и Восточный.

В 2018 году был составлен отчет «Отчет по результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д, выполненных на контрактной территории АО «КоЖаН», получены структурные построения по 10-ти целевым горизонтам в меловых отложениях – K_{2s1}, K_{1al} 1-1, K_{1al} 2-1, K_{1al} 2-2, K_{1al} 3, K_{1al} 3-3, K_{1a}, K_{1nc} 2-1, K_{1nc} 3, K_{1nc} 5, которые послужили основой при построении структурных карт по залежам. Кроме того, построены структурные карты по отражающим горизонтам II и III, стратиграфически приуроченные к кровлям нижнего мела и юры.

На структурной карте *по II отражающему горизонту* (рис. 2.6), характеризующей кровлю нижнемеловых отложений, блок Огайское закартировано в виде единого поднятия, вытянутого в северо-западном направлении и осложненного в западной и восточной частях нарушениями.

По-Восточному и Западному блокам структурные планы сопоставимы со структурными поверхностями по кровле юрских отложений и имеют незначительные изменения.

На структурной карте по *отражающему горизонту III* (рис. 2.7) блок Огайское представляет собой достаточно крупное брахиантиклинально полузамкнутое поднятие северо-восточного простирания, примыкающее на юге к осевому тектоническому нарушению F субширотного простирания.

Восточная периклиналь поднятия осложнена четырьмя кулисообразными нарушениями f_1, f_2, f_3, f_4 , располагающимися под углом порядка 60° к осевому нарушению, один из которых упирается в него. Названия нарушений остались прежними, принятыми в рамках интерпретации 2011 года.

Западный блок, погруженный относительно блока Огайское, с севера ограничен сбросом F, в центральной части блока располагается брахиантиклиналь юго-западного – северо-восточного простирания с размерами 3,6 x 1,3 км и амплитудой свыше 20 м по замкнутой изогипсе минус 1820 м.

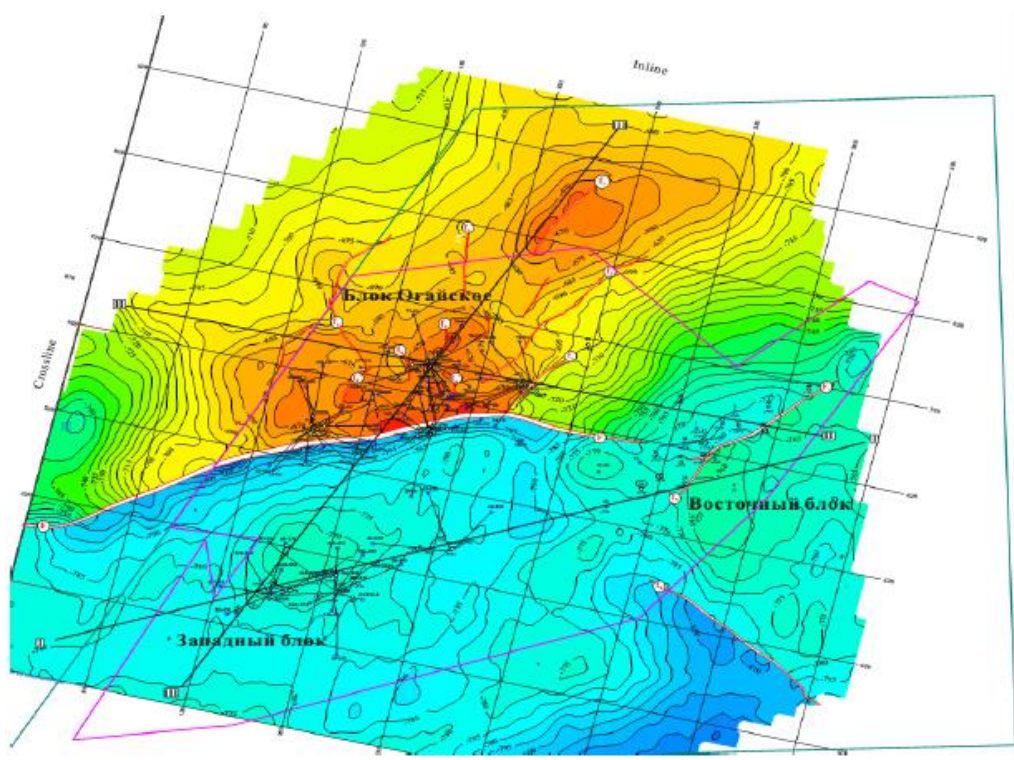
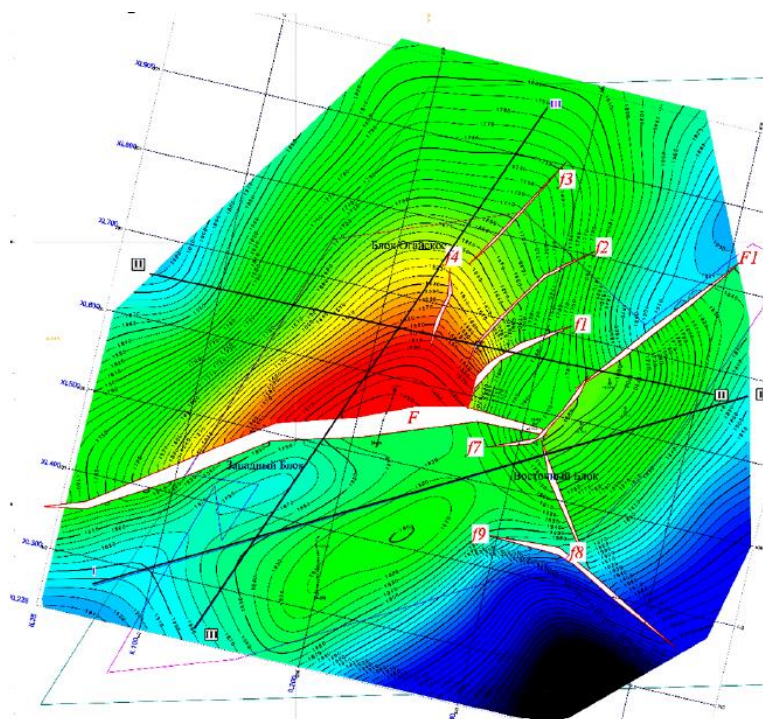


Рисунок 10 - Структурная карта по кровле нижнего мела (отражающий горизонт II) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г.



Нефтеносность. Продуктивность месторождения Морское связана с отложениями

Настоящий проект базируется на геолого-геофизической информации по 151 скважине, пробуренных на трех блоках: на Западном – 27 скважин, на Восточном – 21 скважина, на Огайском – 103 скважины.

Ниже приводится характеристика и строение продуктивных горизонтов.

В отложениях выделены две продуктивные пачки а₃ 0 и а₃ 1. В Каждой из них прослежены по 3 продуктивных пласта.

Продуктивный пласт 0-1. Залежи выявлены на блоке Огайское, Восточном и Западном блоках.

В пределах блока Огайское структура тектоническим нарушением разделена на два блока I и II. Продуктивность II блока была доказана в разведочный период, когда при

опробовании скважины 50-Ог в августе 2014 года из интервала опробования 647,8-653,4 (-668,8-674,4) м получен безводный приток нефти дебитом 20,3 м³/сут.

В скважине 51-Ог, расположенной в пределах I блока, при опробовании интервала 658,0-660,0 (-678,7-680,5) м (21.11-30.11.2014 г.) промышленного притока не было получено, на выходе пленка нефти с водой.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 50-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 185-Ог, 407-Ог, 409-Ог, 416-Ог, 501-Ог, 504-Ог, 515-Ог, 518-Ог, 519-Ог, 526-Ог, 528-Ог, СЗО-1. Все скважины пробурены во II блоке, во всех скважинах получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

Блок I. По данным ГИС в скважинах 52-Ог, 73-Ог, 76-Ог, 139-Ог, 146-Ог, 170-Ог, 502-Ог, 516-Ог, 517-Ог, СЗО-1 ВНК установлен на отметках -681,7 м, -675,3 м, -675,8 м, -677,8 м, -676,3 м, -674,9 м, -674,2 м, -675,7 м, -676,8 м, -677,1 м соответственно. Наиболее низкая отметка продуктивности -683,4 м установлена в скважине 53-Ог, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -684,8 м. В скважине 75-Ог выделены водонасыщенные пропластки с отметки -675,7 м.

Учитывая приведенные данные, ВНК I блока принимается в диапазоне отметок -674,2-683,4 м.

Блок II. В скважине 50-Ог приток нефти получен до отметки -674,4 м, по ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -676,5 м, а кровля водонасыщенные с отметки -678,5 м.

В скважине 55-Ог, 142-Ог, 145-Ог, начальные ВНК отбиваются на отметках -676,5 м, -675,5 м, -670,6 м, а в скважине 167 по ГИС подошва нефти отбивается на отметке -675,9 м, а кровля воды на отметке -677,1 м.

По данным геофизики наиболее низкая отметка прямого контакта нефть-вода -677,1 м установлена в скважине 417-Ог, а наиболее высокая отметка -669,2 м – в скважине 80-Ог. ВНК вскрыт многими скважинами

Таким образом, ВНК принят наклонным от -669,0 м до 677,0 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

На *Западном блоке* из 29 скважин, в 7 скважинах (57-ЗМ, 60-ЗМ, 81-ЗМ, 322-ЗМ, 322-ЗМ-ST, 348-ЗМ, 364-ЗМ) установлены продуктивные коллекторы, в остальных скважинах – водонасыщенные. Нефтенасыщенные коллекторы не опробованы.

Скважины 57-ЗМ, 60-ЗМ, 81-ЗМ, 322-ЗМ, 348-ЗМ, 364-ЗМ вскрыли ВНК на соответствующих абсолютных отметках -776,4 м, -774,0 м, -775,9 м, -776,1 м, -773,2 м, -773,5 м. В скважине 322-ЗМ-ST подошва продуктивного пласта установлена на отметке -774,0 м, а кровля водонасыщенного – -789,1 м. Из скважин, вскрывших только

водонасыщенные коллекторы, наиболее высокая отметка воды установлена в скважине 380-3М на отметке -772,1 м.

Учитывая, вышеприведенные данные ВНК принят колеблющимся от -772,1 м до -776,4 м.

Залежь пластовая, сводовая, подстилается водой.

На *Восточном блоке* месторождения залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в скважинах 21 и 23. Нефтенасыщенные пласты имеют толщины 1,8 м и 1,9 м.

По интерпретации ГИС в обеих скважинах подсечен водонефтяной контакт, в скважине 21 на отметке -771,9 м, в скважине 23 – на отметке -772,5 м.

ВНК принят по скважине 21, на отметке -772,5 м.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой.

Продуктивный пласт 0-2. Опробование скважин по данной залежи не проводилось. Залежь выявлена по данным интерпретации ГИС скважин 80-Ог, 186-Ог, 513-Ог, 411-Ог, 510-Ог.

Залежь осложнена разломом, скважина 186-Ог расположена в приразломной зоне, ВНК в районе скважины 186-Ог принят на отметке -683,0 м по водоразделу в этой скважине.

На остальной части залежи ВНК принят наклонным в диапазоне отметок -685,6-694,5 м по результатам ГИС обработки скважин 80-Ог, 513-Ог, 411-Ог, 510-Ог, в которых ВНК установлен на соответствующих отметках -685,6 м, -694,5 м, -691,4 м, -693,0 м.

Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Продуктивный пласт 0-3. Продуктивность выявлена на блоке Огайское и Восточном блоке. На Западном блоке пласты-коллекторы водонасыщены.

Блок Огайское. В геолого-разведочный период залежь выявлена опробованием скважин 50-Ог, 51-Ог, 52-Ог, 53-Ог.

Блок I. В скважине 51-Ог в ноябре 2014 года из интервала 695,5-700,0 (-713,6-717,8) м получен фонтанный приток нефти с водой с соответствующими дебитами 30 м³/сут и 8 м³/сут. По ГИС в скважине подошва продуктивного пласта отбивается на отметке -717,8 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -729,7 м.

В скважине 52-Ог в июне 2014 года получена пленка нефти и приток воды дебитом 8,1 м³/сут из интервала 698,8-703,0 (-715,0-718,9) м. По геофизике в скважине выделен ВНК на отметке -719,3 м.

В скважине 53-Ог в декабре 2014 года через 7 мм штуцер получен приток нефти и с водой дебитами 14,4 м³/сут и 1,47 м³/сут соответственно из интервала 703,7-708,0 (-715,4 -

-719,3) м. По геофизическим кривым подошва продуктивного пласта отбивается на отметке -719,6 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -721,7 м.

В последующие годы залежь опробована в скважинах 54-Ог, 65-Ог, 200-Ог, 502-Ог, 511-Ог, в которых притоки нефти с водой. Наиболее низкая отметка получения продукта -713,2 м установлена в скважине 502-Ог.

По данным интерпретации ГИС ВНК отбивается на отметках -714,5 м, -715,4 м, -714,3 м соответственно в скважинах 170-Ог, 200-Ог, 516-Ог. Наиболее низкая отметка -713,2 м продуктивного коллектора установлена в скважине 54-Ог, а наиболее высокая отметка -712,3 м водонасыщенного пласта в скважине 75-Ог.

ВНК залежи принят в диапазоне отметок -712-720 м.

Блок II. Продуктивность блока доказана результатами опробования скважины 50-Ог, в которой в июле 2014 года из интервала 684,0-690,0 м, 691,0-695,0 м (-705,0 - -711,0 м, -712,0 - -716,0 м) получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 16,0 м³/сут и 2,93 м³/сут.

В последующие годы залежь опробована в скважинах 55-Ог, 77-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 175-Ог, 177-Ог, 178-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 186-Ог, 202-Ог, 500-Ог, 502-Ог, 503-Ог, 506-Ог, 512-Ог, 513-Ог, 514-Ог, 523-Ог, 530-Ог, 532-Ог, в которых наиболее низкая отметка получения продукта -716,0 м установлена в скважине 513-Ог.

По данным ГИС наиболее низкий уровень ВНК установлен в скважине -718,7 м, а наиболее высокий – в скважине 71-Ог на отметке -710,8 м.

ВНК во II блоке принят наклонным от -711 м до -719 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

На *Восточном блоке* залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в скважинах 6Д и 35. В скважине 15 коллекторы замещены глинистыми породами.

В скважине 6Д выделен один продуктивный пласт в интервале глубин 795,7-798,3 (-815,8-818,4) м, с эффективной толщиной 2,6 м. Кровля верхнего водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -821,8 м. Скважина не опробована. ВНК принят на отметке -818,4 м, по подошве нефтенасыщенного пласта.

Залежь пластовая, тектонически экранированная.

В скважине 35 по данным ГИС выделен ВНК на отметке -824,2 м, который принят за отметку ВНК залежи. Толщина нефтенасыщенных по ГИС коллекторов составляет 6,7 м. Скважина опробована в марте 2019 года в интервале 794,5-796,0 м (-814,0- -816,1) м, получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут и воды 3,0 м³/сут.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивная пачка 1 делится на четыре пласта: 1-1, 1-2, 1-3, 1-4.

Пласт 1-1 продуктивен только на Западном и Огайском блоках, на Восточном блоке пласт водонасыщен.

В блоке *Огайское*. Продуктивность залежи в блоке I доказана результатами опробования скважин 33-Ог, 51-Ог.

В скважине 33-Ог в апреле 2013 года из интервала 771,0-785,0 (-729,9-738,6) м на 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 39,2 м³/сут и 1,2 м³/сут. По ГИС в скважине выделен продуктивный пласт до отметки -737,8 м.

В скважине 51-Ог получен безводный приток нефти дебитом 6,5 м³/сут до отметки -749,7 м. По ГИС в скважине 51-Ог установлен контакт на отметке -750,6 м.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 51-Ог, 75-Ог, 76-Ог, 162-Ог, 170-Ог, СЗО-1.

По данным ГИС в скважине 73-Ог ВНК установлен на отметке -743,8 м. наиболее низкая отметка продуктивного пласта -749,0 м установлена в скважине 52-Ог, а наиболее верхняя отметка -744,3 м водонасыщенного пласта – в скважине 516-Ог.

Таким образом, диапазон колебания ВНК принят от -744,0 м до -752,0 м.

Блок II. Залежь установлена по результатам опробования скважин 50-Ог, 63-Ог, 64-Ог, 66-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 203-Ог, 411-Ог, 414-Ог, 508-Ог, 522-Ог, 527-Ог, в которых наиболее низкая отметка получения продукта -739,9 м установлена в скважине 527-Ог, в которой получен приток нефти с водой дебитами 20,8 м³/сут и 6,0 м³/сут.

По ГИС наиболее низкие отметки продуктивного пласта -745,9 м, -745,5 м, -746,6 м, -745,1 м установлена соответственно в скважинах 50-Ог, 172-Ог, 177-Ог, 529-Ог. В скважинах 77-Ог, 180-Ог, 503-Ог, 525-Ог нефтенасыщенный коллектор выделен до соответствующих отметок -742,0 м, -743,0 м, -741,8 м, -742,4 м, а верхний водонасыщенный коллектор – с отметок -743,8 м, -743,4 м, -743,9 м, -742,7 м соответственно.

ВНК залежи принят в диапазоне отметок -743,0-747,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически- и литологически-экранированная.

На *Западном блоке* пласт опробован в 23 объектах в 15-ти скважинах 19-3М, 56-3М, 57-3М, 58-3М, 59-3М, 60-3М, 62-3М, 63-3М, 64-3М, 67-3М, 326Н-3М, 396-3М, 400-3М, 401-3М, 402-3М.

В скважине 57-3М при опробовании интервала 993,5-998,0 (-859,8-862,5) м получен приток газа дебитом 2,2 тыс.м³/сут.

В скважине 56-3М получен приток газа (дебит не замерен) из интервала 966,0-973,0 (-860,1-865,2) м.

В скважине 60-3М в интервале опробования 958,0-960,0 (-864,2-865,6) м получен приток сухого газа.

По данным ГИС в скважинах 56-3М, 59-3М, 346-3М, 396-3М, ЮЗМ-1 ГНК отбивается на соответствующих отметках -862,4 м, -862,0 м, -861,8 м, -862,0 м, -862,4 м. Наиболее низкая отметка газонасыщенного пласта выделена в скважине 81-3М на отметке -862,5 м, а кровля нефтенасыщенного в этой скважине установлена на отметке -863,8 м. Наиболее высокая отметка нефтенасыщенного пласта -861,6 м отмечается в скважине 322-СТ-3М, при подошвенной отметке газонасыщенного пласта -861,2 м.

Учитывая, приведенные данные, ГНК принят на усредненной отметке -862,0 м.

В разведочный период залежь была опробована в скважине 19-3М, в которой (12.06-16.07.2014 г.) при опробовании интервала 850-856 м (-867,7-873,7 м) получен приток нефти с водой через 7 мм штуцер с дебитами 21,9 м³/сут и 2,75 м³/сут.

В скважине 56-3М подошвенная отметка интервала перфорации -872,7 м откуда получена безводная нефть дебитом 11 м³/сут.

В скважине 57-3М из интервала 1008,6-1012,0 (-868,8- -870,8) м при 8 мм штуцере также получен безводный приток нефти дебитом 12,5 м³/сут, при достреле вышележащего интервала 1003,3-1007,6 (-865,6- -868,2) м, получен приток нефти с содержанием пластовой воды до 10%. Дебит газа в обоих интервалах не замерен.

В скважине 59-3М через 12 мм штуцер получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 7,4 м³/сут и 2,1 м³/сут из интервала 847,2-851,0 (-864,4- -868,2) м.

В последующие годы скважины (60-3М, 62-3М, 63-3М, 64-3М, 67-3М, 326Н-3М, 396-3М, 400-3М, 401-3М, 402-3М) эксплуатировались механизированным способом, во всех получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

По данным ГИС по залежи наблюдается большой диапазон колебания уровня ВНК, в скважинах, расположенных на западе и юго-западе структуры, ВНК опускается до отметок от -866,4 м до -869,3 м, а в скважинах, пробуренных на юге и на востоке, повышение до отметок -870,9 - -877,8 м.

Так, в скважинах 67-3М, 83-3М, 360-3М ВНК вскрыт на соответствующих абсолютных отметках -868,8 м, -866,4 м, -869,3 м, а в скважинах 82-3М, 346-3М, 58-3М, 64-3М, 62-3М, 362-3М, на отметках -870,9 м, -872,2 м, -874,2 м, -873,6 м, -877,8 м, -871,0 м. Наиболее низкие отметки продуктивности -873,2 м, -873,1 м установлены в скважинах 19-3М, ЮЗМ-1, а наиболее высокая отметка воды -871,6 в скважине 63-3М.

Таким образом, диапазон колебания ВНК принят колеблющимся от -866,0 м до -878 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пласт 1-2. Продуктивность пласта установлена на Западном блоке и в блоке Огайское.

В блоке *Огайское* продуктивность блока I установлена по результатам опробования скважины 200-Ог и подтверждена интерпретацией ГИС скважин 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 170-Ог, 200-Ог. В скважине СЗО-1 с кровли -763,4 м выделен водонасыщенный пласт. В скважинах 51-Ог, 52-Ог, 53-Ог, 54-Ог, 73-Ог, 75-Ог, 76-Ог, 516-Ог, 517-Ог коллекторы отсутствуют.

Скважина 200-Ог опробована в интервале 936,0-938,0 м, 950,5-952,0 м (-750,2 - -751,3 м, -757,9 - -758,7 м) совместно с нижележащим пластов 1-3, в результате получен приток нефти и воды с соответствующими дебитами 2,1 м³/сут и 32,8 м³/сут. По ГИС в скважине определен ВНК на отметке -754,8 м.

В скважинах 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 170-Ог продуктивные коллекторы установлены до отметок -755,9 м, -756,6 м, -754,5 м, -756,6 м.

ВНК в этом блоке принят на отметке -756,6 м.

Во II блоке залежь не опробована, оконтурена по результатам ГИС 185-Ог, 201-Ог, 417-Ог, 525-Ог, нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметок -758,0 м, -751,5 м, -746,4 м, -746,3 м соответственно.

В скважинах 34-Ог, 186-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 524-Ог, 529-Ог выделены водонасыщенные пласты с соответствующих отметок -752,6 м, -736,2 м, -748,6 м, -743,0 м, -746,5 м, -745,5 м.

В остальных скважинах коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

ВНК в этом блоке принят на отметке -758,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически- и литологически-экранированная.

В *Западном блоке* установлена газонефтяная залежь.

Газоносность залежи доказана получением притока газа дебитом 88,09 тыс.м³/сут через 8 мм штуцер в скважине 60-ЗМ при опробовании интервала 982,0-985,0 (-880,0-882,0) м. В скважинах 56-ЗМ и 57-ЗМ также получены притоки газа (дебиты не замерены) до соответствующих нижних перфорационных отметок -884,0 м и -888,4 м.

По данным ГИС в скважинах 19-ЗМ, 56-ЗМ, 57-ЗМ, 60-ЗМ, 81-ЗМ, 82-ЗМ, 342-ЗМ, 398-ЗМ установлен ГНК на следующих советующих отметках -885,0 м, -885,0 м, -885,1 м, -884,8 м, -886,0 м, -885,1 м, -885,2 м, -885,0 м. В скважинах 59-ЗМ, 346-ЗМ, 396-ЗМ газонасыщенные коллекторы установлены до соответствующих отметок -883,9 м, -884,4 м, -883,5 м, а с отметок -885,2 м, -885,4 м, -885,3 м нефтенасыщенные - соответственно.

Наиболее низкая отметка газонасыщенного коллектора отбивается в скважине 364-ЗМ на абсолютной отметке -885,0 м.

Таким образом, ГНК залежи принимается на отметке -885,0 м.

В скважине 59-ЗМ опробован интервал 868,0-869,0 (-885,2-886,2) м, из которого при 7 мм штуцере получен приток нефти дебитом 5,5 м³/сут, и заколонный переток воды из-за некачественного цементажа (4,4 м³/сут). По ГИС в скважине установлен ВНК на абсолютной отметке -887,0 м.

В скважине 58-ЗМ проведено некачественное опробование интервала 875,0-876,5 (-893,4-894,9) м, где из-за нарушения эксплуатационной колонны получен приток пластовой воды и пленка нефти. По ГИС в скважине фиксируется ВНК на абсолютной отметке -895,1 м.

По данным интерпретации ГИС в большинстве скважин наблюдается приблизительно один уровень ВНК (-887,0 м), лишь в скважинах 62-ЗМ и 58-ЗМ наблюдается понижение уровня до соответствующих отметок -893,1 м и -895,1 м.

В скважинах 19-ЗМ, 59-ЗМ, 82-ЗМ, 362-ЗМ, 396-ЗМ, 398-ЗМ ВНК установлен на абсолютных отметках -886,6 м, -887,0 м, -886,6 м, -887,2 м, -887,8 м, -886,5 м соответственно. В скважине 56-ЗМ нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -887,0 м, а кровля водонасыщенного - -888,5 м. В скважинах 63-ЗМ, 64-ЗМ кровельные отметки водонасыщенных пропластков соответствуют отметкам -891,3 м, -890,8 м.

Таким образом, ВНК на большей части залежи принят на отметке -887,0 м, с понижением в районе скважин 58-ЗМ и 62-ЗМ до отметок -895,1 м и -893,1 м соответственно.

Залежь пластовая, сводовая.

Пласт 1-3. Продуктивность пласта установлена на всех трех блоках: на Западном, Восточном и Огайском.

На *Западном блоке* пласт опробован в трех скважинах 57-ЗМ, 59-ЗМ, 60-ЗМ, из которых получены притоки нефти с водой, получение воды, возможно, связано с близостью ВНК.

В скважине 57-ЗМ в интервале глубин 1051,0-1057,0 (-893,7 - -897,3) м на 7 мм штуцере получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 8,4 м³/сут и 39,0 м³/сут.

В скважине 59-ЗМ из интервала опробования 876,6-878,0 (-893,8 - -895,2) м на 7 мм штуцере также получен приток нефти с водой дебитами 17,2 м³/сут и 26,3 м³/сут соответственно.

В скважине 60-ЗМ при опробовании интервала 999,5-1002,5 (-891,4 - -893,3) м через 6 мм штуцер получен приток газа дебитом 38,6 тыс.м³/сут, нефти - 5,5 м³/сут и воды - 3,9 м³/сут. Газ вероятнее всего получен по заколонному пространству из вышележащего нефтегазового пласта 1-2, где дебит газа составил 88 тыс.м³/сут. По данным ГИС-контроля получение воды связано с некачественным цементированием.

По ГИС в этих скважинах ВНК установлен на отметках -899,3 м, -896,3 м, -897,1 м соответственно.

Наиболее высокий уровень ВНК -892,6 м подсечен в скважине 380-ЗМ, в скважине 322-ЗМ отметка ВНК -899,2 м наиболее низкая.

Таким образом, контакт по залежи колеблется от -893,0 м до -899,0 м.

Залежь пластовая, сводовая.

Восточный блок. Залежь установлена в блоке I по результатам бурения скважин 35 и 6Д, а в блоке II – скважин 15 и 21. Во всех остальных скважинах коллекторы водонасыщенные.

В блоке I опробована скважина 35 в интервале 836,0-837,0 (-855,5 - -856,5) м, получен приток нефти с водой дебитами 4,3 м³/сут и 0,25 м³/сут, получение воды связано с близостью водонефтяного контакта, который по ГИС определен на отметке -858,8 м.

В скважине 6Д по данным геофизики ВНК отбивается на отметке -862,7 м, в скважине 24 кровля воды установлена на отметке -863,3 м.

ВНК в этом блоке принят колеблющимся от 859,0 м до -863,0 м.

Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

В блоке II ВНК принят на отметке -873,0 м по соответствующим отметкам вскрытого контакта -873,0 м и 873,1 м в скважинах 15 и 21.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Блок Огайское. Нефтеносность залежи в блоке I установлена по результатам ГИС скважин 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 200-Ог, 516-Ог, 517-Ог. В остальных скважинах пласты водонасыщены. Скважины не опробованы.

В скважинах 139-Ог, 146-Ог, 200-Ог, 516-Ог ВНК вскрыт на отметках -761,8 м, -762,1 м, -761,0 м, -759,8 м. Наиболее высокая отметка воды -759,2 м установлена в скважине 54-Ог.

ВНК принят на отметках -759,2 - -761,8 м.

В блоке II опробованы скважины 33-Ог, 50-Ог, 74-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 186-Ог, 200-Ог, 201-Ог, 417-Ог, 505-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 525-Ог.

В скважине 33-Ог в марте 2013 года в интервале 805,9-812,9 (-751,4 - -755,7) м получен безводный приток нефти дебитом 14,0 м³/сут. По ГИС нефтенасыщенные пласты выделены до отметки -755,2 м, а водонасыщенные – с отметки -760,7 м.

В скважине 50-Ог пласт опробован в интервале 737,3-742,7 (-758,3 - -763,7) м. Получен приток пластовой воды. Получение воды связано с тем, что перфорацией охвачена водоносная часть пласта.

В скважинах 417-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 525-Ог, опробованных механизированным способом, дебиты нефти составили 11,4 м³/сут, 28,5 м³/сут, 22,6 м³/сут, 25,4 м³/сут соответственно.

ВНК по залежи колеблется в широких пределах от -751,6 м (скв. 186-Ог) до -763,6 м (скв. 50-Ог).

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Пласт 1-4. Залежь установлена только в блоке *Огайском* во II блоке в районе скважины 50-Ог, которая в период разведки в июне 2014 года была опробована и из интервала опробования 766,5-770,0 (-787,5 - -791,0) м был получен безводный приток нефти дебитом 5,1 м³/сут. По ГИС в скважине ВНК определен на отметке -793,0 м.

В последующие годы 2018-2020 г.г. залежь опробована в скважинах 55-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 186-Ог, 187-Ог, 524-Ог, из них последние три скважины пробурены после подсчета запасов.

Скважина 186-Ог в марте 2020 года опробована в интервале 812,0-814,0 м, 816,5-820,5 м (-767,5 - -769,0 м, -770,9 - -773,9 м), получен приток нефти с водой дебитами 9,9 м³/сут и 17,1 м³/сут соответственно.

Скважина 187-Ог в мае 2019 года опробована в интервале 785,0-787,0 (-781,6 - -783,4) м и получен более высокий дебит нефти 20,7 м³/сут и воды 1,3 м³/сут.

В скважине 524-Ог в марте 2019 года из интервала 870,0-920,0 м, 920,0-970,0 м, 980,0-1085,0 м (-780,5 - -781,4 м, -781,4 - -781,7 м, -781,7 - -780,1 м) приток нефти с водой дебитами 9,9 м³/сут и 17,1 м³/сут соответственно.

Самая нижняя отметка продуктивного коллектора установлена в скважине 145-Ог на отметке -790,1 м, а самая верхняя отметка водонасыщенного коллектора -790,6 м – в скважине 70-Ог.

Скважины 64-Ог, 180-Ог, 142-Ог, 55-Ог, 182-Ог, 187-Ог, 510-Ог, 529-Ог, 187-Ог вскрыли ВНК на соответствующих отметках -790,5 м, -786,5 м, -787,7 м, -790,0 м, -789,3 м, -788,2 м, -787,6 м, -787,6 м.

Таким, образом, ВНК по залежи принят в диапазоне колебания от -787,0 м до -793,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Среднеальбский продуктивный горизонт (K₁al₂)

В разрезе горизонта выделена одна продуктивная пачка al₂ 2, которая содержит три продуктивных пласта al₂ 2-1, al₂ 2-2, al₂ 2-3.

Продуктивная пачка 2

Продуктивный пласт 2-1. Залежь выявлена только на Западном блоке.

В разведочный период залежь была опробована в скважинах 19-3М, 56-3М, 57-3М, 58-3М.

В скважине 19-3М в феврале 2014 года опробован пласт до абсолютной отметки - 1034,7 м (интервал глубин 1006,0-1008,0 м, 1010,0-1017,0 м) и при 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 27,4 м³/сут и 2,16 м³/сут соответственно, по данным ГИС ВНК подсечен на отметке -1038,3 м.

Скважина 56-3М с декабря 2013 года по февраль 2014 года была в опробовании в интервале глубин 1183,0-1193,0 (-1027,9 - -1035,9) м, при 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 15,9 м³/сут и 19,7 м³/сут. В июне-июле 2014 года был дострелян вышележащий интервал 1177,0-1179,0 (-1023,1 - -1024,7) м, дебиты нефти и воды при 7 мм штуцере составили 10,4 м³/сут и 22,4 м³/сут соответственно. По данным ГИС-к получение воды связано с заколонным перетоком из-за некачественного цементаци. ВНК по ГИС установлен на отметке -1038,2 м.

В скважине 57-3М опробован интервал 1269-1272,0 м 1278,0-1288,0 м (-1026,8 - -1028,8 м, -1032,8 - -1039,5 м), из которого при 7 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 13,4 м³/сут и 15,37 м³/сут соответственно. Вода, возможно, подтянута по заколонному пространству из-за частичного сцепления цемента с колонной. По интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до отметки -1041,6 м – это наиболее низкая отметка продуктивного коллектора. Кровельная отметка верхнего водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -1044,1 м.

В скважине 58-3М в декабре 2014 года получен безводный приток нефти из интервала 1011,0-1013 (-1029,4-1031,4) м (дебит нефти 1,5 м³/сут при 7 мм штуцере). Затем в сентябре 2014 года опробован интервал в интервале 1017,0 -1021,0 (-1035,4 - -1039,4) м, из которого получен приток пластовой воды (5,2 м³/сут) с нефтью (2,8 м³/сут). По данным ГИС-к вода поступает по заколонному пространству. ВНК по данным ГИС отбивается на отметке -1040,8 м.

В последующие годы были опробованы скважины 59-3М, 67-3М, 82-3М, 83-3М, 342-3М, 348-3М, 360-3М, 362- 3М, 364-3М, 380-3М, 398-3М до соответствующих

абсолютных отметок -1036,2 м, -1030,3 м, -1035,4 м, -1033,1 м, -1033,4 м, -1031,2 м, -1028,5 м, -1034,1 м, -1029,3 м, -1028,7 м, -1032,1 м были получены притоки нефти с водой.

По данным ГИС ВНК вскрыт скважинами 59-ЗМ, 67-ЗМ, 81-ЗМ, 83-ЗМ, 348-ЗМ, 364-ЗМ на соответствующих абсолютных отметках -1037,6 м, -1035,8 м, -1037,4 м, -1037,3 м, -1039,1 м, -1036,2 м.

ВНК принят наклонным от -1036,0 м на северо-западе по верхней отметке воды в скважине 67-ЗМ далее на юго-запад на отметке -1037 м по скважине 83-ЗМ, далее на отметке -1038,0 м по скважине 19-ЗМ и на востоке – на отметке -1042,0 м по скважине 57-ЗМ.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой.

Продуктивный пласт 2-2. Продуктивность пласта установлена только на Западном блоке. Залежь газовая.

В июле 2014 года была опробована скважина 57-ЗМ, в которой из интервала 1346,0-1348,0 (-1079,7-1081,1) м получен приток газа дебитом 50 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер. По ГИС в скважине в интервале опробования выделен газонасыщенный пласт с подошвенной отметкой -1081,0 м.

В скважинах 19-ЗМ, 56-ЗМ, 59-ЗМ, 60-ЗМ, 62-ЗМ, 63-ЗМ, ЮЗМ-1 пласты-коллекторы заглинизированы.

В скважинах 58-ЗМ и 64-ЗМ – водонасыщенны с кровельных отметок -1088,3 м и -1084,1 м соответственно.

В скважинах 83-ЗМ и 398-ЗМ подошвы газонасыщенных пластов-коллекторов отбиваются на отметках -1082,2 м и -1079,5 м, а кровли водонасыщенных – на отметках -1083,1 м и -1082,4 м соответственно.

В скважинах 59-ЗМ, 67-ЗМ газонасыщенные коллекторы выделены до соответствующих отметок -1081,2 м, -1081,1 м, в остальных скважинах (81-ЗМ, 82-ЗМ, 342-ЗМ, 346-ЗМ, 348-ЗМ, 360-ЗМ, 362-ЗМ, 380-ЗМ, 396-ЗМ) подошвы продуктивных коллекторов установлены на более высоких отметках.

ГВК залежи принят на отметке -1082,2 м по скважине 83-ЗМ.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Пласт al2-3. Продуктивность пласта установлена по данным интерпретации ГИС только на Западном блоке. Скважины не опробованы.

Нефтяная залежь делится зонами литологического замещения, образованными скважинами 348-ЗМ, 59-ЗМ, 326-ЗМ, 56-ЗМ, ЮЗМ-1, на три участка. В пределах первого участка пробурены две скважины 67-ЗМ и 83-ЗМ, в которых нефтенасыщенные

коллекторы выделены до отметок -1095,7 м и -1100,0 м. Водонасыщенные коллекторы выделены в скважине 67-ЗМ с отметки -1099,8 м. ВНК принят на отметке -1100 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Второй участок продуктивности в районе скважины 57-ЗМ, оконтурен по результатам бурения скважин 82-ЗМ, 360-ЗМ, 346-ЗМ, 19-ЗМ, 380-ЗМ, 362-ЗМ, 81-ЗМ, 396-ЗМ, 342-ЗМ, 57-ЗМ, 60-ЗМ, 398-ЗМ. В скважинах выделены только продуктивные коллекторы, водонасыщенные пласты не вскрыты ни в одной из скважин. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенности -1105,2 м установлена в скважине 60-ЗМ, во всех остальных скважинах подошвы продуктивных коллекторов установлены на более высоких отметках.

УВНК был принят условно на отметке -1105,0 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

В пределах третьего продуктивного участка пробурены скважины 62-ЗМ, 63-ЗМ, 64-ЗМ, 58-ЗМ.

В скважине 63-ЗМ при опробовании интервала 1269,5-1271,1 (-1088,1 - -1089,3) м получен непромышленный приток нефти с водой с соответствующими дебитами 0,7 м³/сут и 0,22 м³/сут. Всего в период освоения добыто 42 м³ жидкости, из которых 5,3 м³ нефти и 36,1 м³ воды. По ГИС коллекторы нефтенасыщены до отметки -1096,5 м, а с отметки -1097,1 м водонасыщены.

В скважине 64-ЗМ аналогично получен непромышленный приток нефти (0,5 м³/сут) с водой (0,44 м³/сут) из интервала опробования 1204,5-1206,0 м (-1087,7 - -1088,9) м. Всего в период освоения добыто 16 м³ жидкости, из которых 9,2 м³ нефти и 5,84 м³ воды. По ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного коллектора установлена на отметке -1096,6 м, а кровля верхнего водонасыщенного на отметке -1097,1 м. В скважине 62-ЗМ подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -1093,1 м. В скважине 58-ЗМ выделены водонасыщенные пласты с отметки -1097,7 м.

ВНК принят на отметке -1097,0 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Нижнеальбский продуктивный горизонт

Продуктивная пачка al_3

В разрезе горизонта выделена продуктивная пачка al_3 , в которой прослеживается три пласта, из которых продуктивным является пласт al_3-3 .

Пласт al_3-3 . Залежи нефти установлены во всех трех блоках месторождения (блок Огайское, Восточный блок, Западный блок).

Блок Огайское. В 32-х скважинах коллекторы замещены глинистыми породами.

Нефтенасыщенный коллектор небольшой толщины выделен всего в 5-ти скважинах 20-Ог, 30-Ог, 143-Ог, 510-Ог, 64-Ог, залежь связана с двумя полулинзами.

Залежь в районе скважин 20-Ог, 30-Ог установлена опробованием в скважине 30-Ог, в которой в июле 1982 года из интервала 1051,0-1054,0 (-1078,3 - -1081,3) м получен приток нефти с газом дебитами 13,7 м³/сут и 6,0 тыс. м³/сут через 7 мм штуцер. По данным ГИС пласт представлен одним коллектором в интервале 1051,8-1053,6 (-1079,1 - -1080,9) м.

В скважине 20-Ог подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -1074,8 м.

ВНК по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 30-Ог -1081,0 м.

Залежь в районе скважин 143-Ог, 64-Ог, 510-Ог установлена по результатам ГИС. Наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1084,3 м установлена в скважине 64-Ог, а в скважине 31-Ог кровельная отметка воды -1088,1 м.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 64-Ог -1084,0 м.

Залежь прерывистая, представлена отдельными полулинзами.

Западный блок. В период разведки залежь установлена опробованием скважин 19-ЗМ, 56-ЗМ, 58-ЗМ, 59-ЗМ.

В скважине 19-ЗМ в мае 2013 года при опробовании интервала 1231,7-1237,0 (-1249,4 - -1254,7) м получена нефть с водой дебитами 75 м³/сут и 6 м³/сут соответственно через 7 мм штуцер. По ГИС скважина вскрыла ВНК на отметке -1256,8 м.

В скважине 56-ЗМ в декабре того же года из интервала 1455,0-1459,0 (-1250,2 - -1252,7) м получен приток нефти 13 м³/сут через 8 мм штуцер. По результатам ГИС обработки подошва нижнего нефтенасыщенного пласта установлена на отметке -1255,6 м, а кровля водонасыщенного – на отметке -1256,2 м.

В скважине 58-ЗМ (07-21.08.2014 г.) при опробовании из интервала 1237,5-1239,0 (-1255,9 - -1257,4) м при 9 мм штуцере получен приток нефти с водой, с соответствующими дебитами 6,5 м³/сут и 5,4 м³/сут, что соответствует интерпретации ГИС, скважина вскрыла ВНК на отметке -1257,5 м.

В скважине 59-ЗМ при опробовании интервала 1235,5-1240,0 (-1252,7 - -1257,2) м в декабре 2014 года через 7 мм штуцер получен приток нефти с водой, дебитами 29,5 м³/сут и 5,3 м³/сут, соответственно. По ГИС подошвенная отметка продуктивного коллектора отбивается на отметке -1257,3 м, а кровля водонасыщенного – на отметке -1259,7 м.

В последующие годы залежь опробована скважинами 56-ЗМ, 81-ЗМ, 82-ЗМ, 362-ЗМ, 380-ЗМ, 62-ЗМ, во всех скважинах, кроме последней, получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

В скважине 62-3М из интервала перфорации 1522,7-1523,9 (-1254,3 - -1255,2) м притока не получено. По ГИС в скважине 62-3М коллекторы продуктивны до отметки -1256,8 м, а с отметки -1259,3 м – водонасыщены.

ВНК залежи принят на отметках -1254,0-1257,0 м.

Залежь пластовая сводовая.

Восточный блок тектоническими нарушениями разделен на три блока, в пределах которых выделено 5 залежей. На I и III блоки приходится по две залежи, II блок содержит одну нефтяную залежь.

В I блоке нефтяная залежь зоной литологического замещения, образованной скважинами 26 и 35, разделена на два участка.

В пределах первого участка залежь выявлена по результатам опробования скважин 6, 10, 11, 12, 15, 17, 21, 23 и 24.

В скважине 6 в феврале 1966 года получен приток газа с нефтью с соответствующими дебитами 2,6 тыс.м³/сут и 98,5 м³/сут через 7 мм штуцер из интервала опробования 1178,0-1182,0 (-1204,2 - -1208,2) м.

В скважине 10 из совместного интервала опробования 1170,5-1176,5 м, 1248,0-1263,0 м (-1191,0 - -1197,0 м, -1265,8 - -1283,5 м) залежей K_{1a}+K_{1a1} 3-3 в июне 2005 года получен приток газа с нефтью с соответствующими дебитами 2,2 тыс.м³/сут и 102,0 м³/сут через 7 мм штуцер, при реперфорации интервала в декабре 2005 года получен приток нефти дебитом 81,5 м³/сут.

В скважинах 11 (03.2006 г.), 12 (01.2006 г.) и 23 (11.2003 г.) из соответствующих интервалов 1220,0-1226,0 (-1187,6 - -1193,1) м, 1213,5-1220,0 (-1189,9 - -1195,8) м и 1186,0-1190,0 (-1206,2 - -1210,2) м получены безводные приток нефти дебитами 82,23 м³/сут, 96,06 м³/сут и 38,0 м³/сут соответственно.

В скважине 21 из интервала опробования 1182,5-1187,0 (-1200,6 - -1205,1) м, при 8 мм штуцере получен фонтанный приток нефти с водой с дебитами 41,1 м³/сут и 4,1 м³/сут соответственно.

В скважинах 15 и 24 были опробованы совместно залежи K_{1a}+K_{1a1} 3-3 и до соответствующих абсолютных отметок -1200,1 м и -1210,3 м получены притоки нефти с водой.

В скважине 17, пробуренной в присводовой части, выделены два пласта в интервалах 1176,3-1179,4 м (-1196,3-1199,4 м) и 1179,4-1180,6 м (-1199,4-1200,6) м. По данным ГИС раздел нефть-вода фиксируется на отметке -1199,4 м. Водонасыщенная толщина составляет 1,2 м. По заключению ГИС-к 2006 года, глубина 1179,5 м (-1199,4 м) определяется как кровля промытой зоны, то есть имеет место прорыв воды. При этом

скважина вступила в разработку в декабре 2012 г. На северо-западе от нее расположена скважина 12, которая эксплуатируется с 2006 года. В связи с чем, водонасыщенный пласт-коллектор (1179,4-1180,6 м), выделенный по материалам промыслово-геофизических исследований, принимается как обводненный. По состоянию на 01.01.2016 г скважина находилась в бездействии в связи с высокой обводненностью (96,4 %).

По ГИС наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1210,4 м установлена в скважине 23, а скважины 6Д и 24 вскрыли ВНК на соответствующих отметках -1205,6 м и -1209,3 м.

ВНК на этом участке принят наклонным от -1206,0 м до -1210,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В пределах второго участка пробурена скважина 22, в которой при опробовании интервала 1193,5-1197,5 (-1213,3 - -1217,3) м был получен приток нефти с водой дебитами 5,9 м³/сут и 4 м³/сут соответственно.

Поступление воды предположительно связано с негерметичностью эксплуатационной колонны, которая фиксируется по данным ГИС на глубине 1214,8 м, а также с близостью тектонического нарушения. По данным открытого ствола пласт представлен одним пластом коллектором с эффективной нефтенасыщенной толщиной 5,4 м, с Кнг – 0,88. Подошва пласта выделена на отметке -1218,8 м. ВНК принят на отметке -1219,0 м

Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная.

II блок. Залежь установлена по результатам опробования скважины 9, где из интервала 1184-1192,7 (-1208,3-1217,0) м получен приток нефти с водой. Получение воды связано с тем, что перфорирована водонасыщенная часть пласта. По данным ГИС ВНК фиксируется на глубине -1216,8 м. ВНК принимается на отметке -1217 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В III блоке установлены две локальные залежи по результатам бурения скважин 1 и 7.

В скважине 1 при опробовании интервала 1194-1200 (-1216,8 - -1222,8) м получен приток нефти дебитом 8,3 м³/сут, по данным ГИС пласт полностью нефтенасыщен до отметки -1223,4 м, которая и принята за отметку ВНК для данной залежи.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В скважине 7 по данным интерпретации ГИС ВНК определен на отметке -1216,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Аптский продуктивный горизонт - К1а.

Продуктивность горизонта установлена во всех трех блоках месторождения: в блоке Огайское, Западном и Восточном блоках.

Блок Огайское. Залежь газонефтяная, продуктивность газовой шапки установлена испытанием в эксплуатационной колонне интервала 1120,0-1125,0 (-1147,3-1152,3) м в скважине 30-Ог, в которой был получен приток газа дебитом 150 тыс. м³/сут на 11 мм штуцере из пласта, подошва которого по ГИС отбивается на отметке -1152,5 м.

В скважинах 20-Ог, 64-Ог, 143-Ог, 148-Ог, 149-Ог, 159-Ог, 171-Ог по данным ГИС подошвы газонасыщенных пластов находятся на отметках -1149,6 м, -1152,1 м, -1153,0 м, -1147,8 м, -1153,2 м, -1148,8 м, -1152,6 соответственно.

В скважинах 180-Ог и 510-Ог вскрыты газонасыщенные коллекторы до соответствующих отметок -1152,3 м и -1151,4 м, а соответственно с отметок -1152,7 м и -1152,5 м – нефтенасыщенные.

ГНК принимается по данным ГИС и опробования на отметке -1153,0 м.

В период разведки нефтеносность залежи установлена опробованием скважины 1-Ог, в которой из интервала 1176,0-1182,0 (-1201,5 - -1207,5) м через 7 мм штуцер получен безводный приток нефти дебитом 24 м³/сут.

Результаты опробования скважин 31-Ог, 32-Ог, 33-Ог, 50-Ог подтвердили нефтеносность залежи, во всех скважинах при опробовании получены безводные притоки нефти.

Скважины 31-Ог, 32-Ог, 33-Ог, 50-Ог опробованы до соответствующих отметок -1158,7 м, -1194,9 м, -1172,6 м, -1177,0 м и при 6-7 мм штуцерах получены притоки нефти дебитами 64,15 м³/сут, 26,9 м³/сут, 17,87 м³/сут, 35,33 м³/сут соответственно. По ГИС подошвы продуктивных коллекторов в этих скважинах установлены на отметках -1158,7 м, -1195,0 м, -1173,1 м, -1176,5 м соответственно.

Позднее в эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 54-Ог, 55-Ог, 70-Ог, 73-Ог, 74-Ог, 75-Ог, 78-Ог, 79-Ог, 142-Ог, 145-Ог, 155-Ог, 167-Ог, 170-Ог, 175-Ог, 177-Ог, 178-Ог, практически во всех скважинах в добываемой продукции присутствует вода. Наиболее низкая отметка получения продукта -1201,0 м находится в скважине 170-Ог. В скважине 75-Ог из интервала 1394,5-1396,7 м, 1388,8-1393,3 м (-1181,6 - -1183,1 м, -1177,7 - -1180,8 м) притока не получено, а в скважине 178-Ог из интервала 1304,5-1309,5 (-1185,8 - -1189,8) м получен приток воды.

Помимо самостоятельного опробования залежь была опробована еще и с нижележащими неокомскими залежами в скважинах 33-Ог, 72-Ог, 76-Ог, 77-Ог, 143-Ог, 162-Ог, получены притоки нефти с водой, наиболее низкая отметка получения продукта -1197,2 м в скважине 77-Ог.

Согласно интерпретации ГИС наиболее низкие отметки нефтенасыщенных коллекторов -1206,0 м и -1208,0 м установлены в скважинах 170-Ог и 1-Ог, отметка последней скважины принята за ВНК залежи.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Залежь осложнена разрывным нарушением f_7 , протянутым от скважины 64-ЗМ в связи с необходимостью разделения структуры на три блока из-за разности результатов опробования. На одних и тех же гипсометрических отметках получен флюид с разным характером насыщения – вода, нефть, газ.

Блок I. В скважине 64-ЗМ при опробовании интервала 1534,2-1536,3 (-1337,4 - -1339,0) м была получена пластовая вода. Кровля водонасыщенного коллектора при этом отбивается на отметке -1337,2 м.

В соседней скважине 62-ЗМ по ГИС выделены только выдонасыщенные пропластки, кровельная отметка верхнего - -1350,9 м.

Блок II. В пределах блока пробурено пять скважин, из которых одна скважина 57-ЗМ оказалась за контуром продуктивности, скважина вскрыла водонасыщенные коллектора с отметки -1355,1 м.

Нефтеносность блока установлена по результатам опробования скважины 396-ЗМ, в которой горизонт K_{1a} был опробован совместно с нижележащим неокомским горизонтом 1-А. При опробовании интервала 1517,0-1520,0 м, 1541,0-1546,0 м (-1343,2 - -1345,5 м, -1361,9 - -1365,8 м) получен приток нефти с водой. Подошва нефтенасыщенного коллектора -1345,6 м, кровля водонасыщенного - -1349,8 м.

В скважине 59-ЗМ при опробовании интервала 1327,5-1330,4 м (-1344,7 -1347,6 м) получен приток нефти расчетным дебитом 26,9 м³/сут. По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора -1347,4 м, кровля водонасыщенного - -1353,3 м.

В скважинах 62-ЗМ, 81-ЗМ подошвы нефтенасыщенных коллекторов установлены на соответствующих отметках -1346,0 м, -1345,2 м, а кровли водонасыщенных - -1349,8 м, -1347,0 м.

ВНК в этом блоке принят на отметке -1347,0 м.

Блок III. В скважине 58-ЗМ по опробованию из интервала 1320,5-1324,0 (-1338,4-1342,4) м был получен газ дебитом 54,2 тыс. м³/сут. В этой же скважине при опробовании интервала 1327-1328,5 (-1345,4-1346,9) м получен приток пластовой воды дебитом 13,9 м³/сут. По ГИС подошва газонасыщенного пласта отбивается на отметке -1342,8 м, а кровля водонасыщенного – с отметки -1345,4 м.

При опробовании скважины 56-3М газ дебитом 24 тыс. м³/сут был получен до отметки -1339,9 м (подошва газонасыщенного пласта по ГИС отбивается при этом на отметке -1342,3 м).

В скважинах 19-3М, 56-3М, 58-3М, 346-3М, 360-3М и 380-3М ниже газовых выделены только водяные коллектора. В скважинах 19-3М, 56-3М, 58-3М, 346-3М подошвы газонасыщенных коллекторов отбиваются на отметках -1342,5 м, -1342,3 м, -1342,8 м, -1339,4 м, а кровли водонасыщенных – с отметок -1343,4 м, -1344,3 м, -1345,4 м, -1342,0 м соответственно. ГВК в скважинах 360-3М и 380-3М установлен на отметках -1342,7 м и -1343,0 м соответственно.

Самая низкая подошва газонасыщенного по ГИС пласта фиксируется в скважине 58-3М на отметке -1342,8 м.

ГВК в этом блоке принят на отметке -1343,0 м.

Залежь является пластовой сводовой.

Восточный блок. В блоке I продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 1, 6, 10, 12, 15, 21, 22, 23, 26, где были получены притоки безводной нефти. В скважинах 6Д, 7, 11, 13, 17, 24 и 35 получены притоки нефти с водой. Надо отметить, что в большинстве скважин, в которых получены притоки нефти с водой, это связано с заколонными перетоками по данным ГИСк. По результатам опробования скважины 7, где получен приток нефти с водой из интервала 1270-1273 (-1293,2-1296,2) м, пластовая вода поступает из нижнего водоносного пласта из-за отсутствия цементного камня за колонной. В скважине 8, по данным ГИС, пласты-коллекторы водонасыщены с отметки -1298,6 м.

Раздел нефть-вода по данным промыслово-геофизических исследований фиксируется в скважинах 35, 22 и 26 на отметках -1298,4 м, -1298,6 м и -1299,3 м соответственно.

ВНК принимается на отметке -1299,0 м.

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. Залежь установлена по данным интерпретации ГИС в скважине 9, в которой определен ВНК на отметке -1296,1 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Неокомский продуктивный горизонт

В разрезе неокомского горизонта выделено 5 продуктивных пачек (1, 2, 3, 5, 6).

Продуктивная пачка 1

В продуктивной пачке 1 выделено два продуктивных пласта 1-А и 1-Б.

Пласт 1-А. Продуктивность пласта установлена в пределах блоков Огайское, западное и Восточное.

Блок Огайское. Залежь зоной глинизации, образованной скважинами 30-Ог, 149-Ог, 78-Ог, 32-Ог, 70-Ог, 79-Ог, 175-Ог, поделена на два участка. Наибольший по площади первый участок, кроме вышеуказанной зоной глинизацией, ограничен еще одной зоной непроницаемости (в скважинах 142-Ог, 177-Ог, 178-Ог отсутствует коллектор).

Продуктивность на этом участке установлена опробованием скважин 33-Ог и 53-Ог.

В скважине 53-Ог приток безводной нефти получен до отметки -1177,1 м, нефтенасыщенный коллектор выделен до отметки -1177,2 м.

В скважине 50-Ог пласт 1-А, по данным ГИС, выделен в интервале 1163,2-1168,4 (-1184,2 - -1189,4) м. При совместном опробовании пласта 1-А (1164,5-1168,5 м) с пластом 1-Б (1171,3-1175,9 м), получен приток нефти дебитом 16,1 м³/сут. По данным профиля притока все интервалы работают нефтью. При этом, на долю пласта 1-А приходится 42,9 % от общего дебита.

В скважине 52-Ог при опробовании получена пленка нефти с водой до отметки -1192,1 м. По данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты выделяются до отметки -1191,8 м.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 33-Ог, 76-Ог, 77-Ог, 159-Ог, 162-Ог, 517-Ог, как самостоятельно, так и совместно с пластами К_{1а}, К_{1пс} 1-Б, К_{1пс} 2.

По данным ГИС наиболее низкая отметка нефти -1204,6 м установлена в скважине 77-Ог, а в скважине 170-Ог - верхняя отметка воды -1207,9 м.

ВНК принят на отметке -1208,0 м.

На втором участке продуктивность установлена опробованием скважины 72-Ог, в которой при опробовании интервала 1304,5-1311,0 (-1185,6 - -1190,8) м получен дебит нефти с водой составил 5,07 м³/сут. По данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -1192,0 м.

В скважине 34-Ог при совместном опробовании с пластом К_{1пс} 1-Б получен безводный приток нефти дебитом 19,3 м³/сут через 7 мм штуцер. По ГИС пласты нефтенасыщены до абсолютной отметки -1173,2 м.

Нефтенасыщенные пласты выделены также в скважинах 64-Ог, 143-Ог, 34-Ог, 31-Ог, 510-Ог, 179-Ог, 1-Ог, наиболее низкая отметка продуктивности -1219,1 м установлена в скважине 1-Ог. В скважине 74-Ог выделены водонасыщенные коллекторы с отметки -1212,2 м.

В скважине 155-Ог пласты заглинизированы.

ВНК принят в районе скважины 74-Ог на отметке -1212,0 м, в районе скважины 1-Ог - на отметке -1219,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Пробуренные в блоке I скважины 63-3М и 64-3М с кровельных отметок -1388,2 м и -1366,0 м водонасыщенные.

Скважина 64-3М была опробована в январе 2017 года, с отметки -1366,5 м получен приток пластовой воды.

Блоки II. Продуктивность блока доказана данными скважины 396-3М, где при совместном с аптским горизонтом опробовании из интервала 1517 -1520 м (-1343,2 - -1345,5 м) был получен приток нефти с водой дебитами 15,5 м³/сут и 1,7 м³/сут, на штуцере диаметром 8 мм. По ГИС в скважине выделены нефтенасыщенные пласты до отметки -1370,8 м, а с отметки -1372,7 м – водонасыщенные.

При опробовании интервала 1675,0-1676,4 (-1362,3 - -1363,3) м в скважине 62-3М по заколонному перетоку из водоносной части пласта получен приток воды. По ГИС в интервале опробования выделены два нефтенасыщенных коллектора 1675,2-1678,6 м; 1686,7-1689,9 м (-1362,4 - -1364,9 м; -1370,6 - -1372,9 м), в подошвенной части выделен водонасыщенный коллектор 1691,4-1701,3 (-1374,0 - -1381,0 м).

В скважине 81-3М коллекторы нефтенасыщенны до отметки -1371,9 м, а с отметки -1372,8 м. В скважине 59-3М водонасыщенные пропластки выделяются с отметки -1370,6 м.

ВНК в этом блоке принимается в диапазоне отметок -1371,0 - -1373,0 м.

Скважины в блоке III не опробованы. В скважинах 380-3М, 360-3М, 19-3М выделены только продуктивные коллекторы до соответствующих отметок -1361,3 м, -1366,0 м, -1369,2 м.

В скважине 346-3М пласты нефтенасыщены до отметки -1367,6 м, а с отметки -1368,0 м – водонасыщены.

В скважине ЮЗМ-1 пласты с кровли -1369,9 м водонасыщены.

В скважинах 56-3М и 58-3М коллекторы замещены глинистыми пропластками.

ВНК в этом блоке принимается на отметке -1369 м по наиболее низкой отметке нефтенасыщенного по данным ГИС в скважине 19-3М.

Восточный блок. Пласт не опробован, нефтеносность установлена по данным ГИС. В двух скважинах (15, 13) выделены нефтенасыщенные коллекторы, в одиннадцати скважинах (6, 7, 8, 9, 10, 14, 21, 22, 23, 24, 25) – водонасыщенные, а в остальных (1, 11, 12, 17, 26, 35, 6Д) - коллекторы замещены непроницаемыми пропластками.

Залежь в районе скважины 15 установлена по данным интерпретации ГИС, в которой нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 2,3 м выделен до отметки -1295,0 м. Водонасыщенные пласты не вскрыты. ВНК принимается условно на отметке -1295,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Также, в районе скважины 13 выделяется небольшая залежь, продуктивность которой предполагается по данным промыслово-геофизических исследований.

В скважине 13 выделяется только нефтенасыщенный по ГИС коллектор толщиной 1,3 м до глубины -1293,2 м. ВНК принимается условно на отметке -1293,0 м.

Залежь пластовая и литологически экранированная.

Пласт 1-Б. Продуктивность пласта установлена в блоках Огайское и Западное.

Блок Огайское. Газоносность блока доказан результатами опробования скважины 30-Ог, в которой при опробовании интервала 1134,0-1139,0 (-1161,3 - -1166,3) м в июне 1982 года получен приток газа с нефтью с ориентировочными дебитами 8,0 тыс.м³/сут и 28,0 м³/сут на 5 мм штуцере. По ГИС ГНК отбивается на отметке -1167,2 м, нефтенасыщенные толщины – до отметки -1170,6 м.

По результатам интерпретации геофизических кривых газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах 134-Ог, 141-Ог, 148-Ог, 20-Ог, 159-Ог, 149-Ог, 171-Ог, 143-Ог, 31-Ог.

В скважинах 141-Ог, 149-Ог, 171-Ог, 143-Ог ГНК установлен на соответствующих отметках -1166,8 м, -1666,6 м, -1167,5 м, -1167,0 м.

В скважинах 134-Ог и 31-Ог газонасыщенные пропластки выделены до -1166,5 м и 1167,4 м, а нефтенасыщенные с отметок -1168,8 м и -1167,6 м соответственно.

Скважины 148-Ог и 20-Ог вскрыли газонасыщенные коллекторы до соответствующих отметок -1165,8 и -1162,2 м.

В скважине 159-Ог по ГИС выделены нефтенасыщенные пропластки с кровельной отметки -1167,2 м, что послужило причиной разделения газовой шапки на две части, но с одним уровнем ГНК на отметке -1167,0 м.

При опробовании скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог получены притоки нефти.

В скважине 31-Ог из интервала 1502,0-1520,0 (-1166,6 - -1176,8) м в августе 2012 года получен безводный приток нефти дебитом 26,46 м³/сут через 7 мм штуцер. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -1176,7 м.

В скважине 33-Ог в том же году получен приток нефти с водой из интервала 1521,0-1538,0 (-1193,7 - -1204,1) м. По ГИС коллекторы нефтенасыщены до отметки -1203,6 м

В скважине 50-Ог приток нефти дебитом 3,36 м³/сут (дебит воды не замерен) получен при опробовании интервала 1171,3-1175,9 (-1192,3 - -1196,9) м в феврале 2014 года. Нефтенасыщенные пласты выделены по ГИС до отметки -1196,6 м.

В скважине 34-Ог при совместном опробовании с вышележащей залежью К_{1пс} 1-А получен приток безводной нефти дебитом 19,3 м³/сут на 7 мм штуцере до отметки -1178,3 м. Нефтенасыщенные коллекторы выделены по ГИС до отметки -1186,3 м.

В скважинах 55-Ог и 143-Ог получены притоки нефти с водой до соответствующих отметок -1193,4 м и -1152,4 м. По ГИС подошвы нефтенасыщенных пластов отбиваются на отметках -1194,8 м и -1171,4 м.

Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного коллектора -1231,1 м установлена в скважине 170-Ог, а в скважине 1-Ог кровля водонасыщенного пласта – на отметке -1222,8 м.

В скважинах 75-Ог, 52-Ог, 51-Ог, 54-Ог, 162-Ог, 155-Ог, 178-Ог, 77-Ог, 79-Ог, 175-Ог, 70-Ог, 32-Ог, 74-Ог коллекторы по ГИС не выделяются.

Учитывая вышеприведенные данные, ВНК принимается наклонным от отметки -1223,0 м в восточной части залежи по кровле водонасыщенного коллектора в скважине 1-Ог и до -1231,0 м в западной части скважин 170-Ог, 177-Ог, 79-Ог.

Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

На *Западном блоке* залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в блоках II и III.

Блок II. В пределах блока пробурено пять скважин (59-ЗМ, 57-ЗМ, 81-ЗМ, 396-ЗМ, 62-ЗМ), из них в двух скважинах 59-ЗМ, 57-ЗМ выделены водонасыщенные пропластки, наиболее высокая отметка водонасыщенного коллектора установлена в скважине 59-ЗМ на отметке -1395,3 м.

В скважине 62-ЗМ выделены только продуктивные коллекторы до абсолютной отметки -1394,3 м.

Скважина 81-ЗМ вскрыла ВНК на отметке -1396,3 м.

В скважине 396-ЗМ коллектора отсутствуют.

С учетом приведенных данных, можно заключить, что диапазон колебания ВНК небольшой от -1395,0 м до -1396,0 м.

Блок III. Залежь в районе скважины 19-ЗМ оконтурена по результатам бурения пяти скважин 19-ЗМ, 360-ЗМ, 346-ЗМ, ЮЗМ-1, 380-ЗМ. Наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1392,0 м определена в скважине 19-ЗМ, которая принята за УВНК этой залежи.

УВНК (-1388,0 м) для залежи в районе скважины 58-ЗМ принят по подошвенной отметке нефтенасыщенного коллектора этой скважины -1388,3 м.

В скважине 56-ЗМ пласты водонасыщены с кровли -1386,5 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Пачка 2. Залежь нефти установлена только в пределах блока *Огайское*.

Продуктивность доказана опробованием скважин 20-Ог, 30-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 52-Ог.

В скважине 20-Ог в ноябре 2012 года опробован интервал 1178,0-1193,0 (-1193,1 - -1207,4) м и получен безводный приток нефти дебитом 8,0 м³/сут. В следующем месяце из вышележащего интервала 1160,0-1170,0 (-1176,0 - -1185,5) м получен фонтан нефти дебитом свыше 90 м³/сут при 9 мм штуцере. По ГИС в скважине в интервалах опробования выделено четыре нефтенасыщенных пласта, подошва нижнего отбивается на отметке -1207,6 м.

В скважине 31-Ог аналогично получен фонтан безводной нефти дебитом 45,28 м³/сут при 7 мм штуцере из интервала опробования 1540,0-1565,0 (-1188,2 - -1202,5) м. По ГИС также выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1207,0 м.

В скважине 30-Ог на устье отмечалось слабое газопроявление при простреле интервала 1174,0-1180,0 (-1201,3 - -1207,3) м, по ГИС в скважине выделены нефтенасыщенные пропластки до отметки -1200,0 м.

В скважине 51-Ог из интервала 1233,0-1257,4 (-1196,2 - -1218,1) м получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 34,86 м³/сут и 27,6 м³/сут при 8 мм штуцере. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметки -1218,3 м, а с отметки -1219,8 м – водонасыщенные.

В скважине 52-Ог получена пленка нефти с водой при опробовании интервала 1328,5-1333,3 (-1215,5 - -1219,2) м. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметки -1218,8 м, а с отметки -1222,3 м – водонасыщенные.

В скважине 55-Ог коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

В скважинах 76-Ог, 51-Ог, 52-Ог, расположенных на западе, уровень ВНК колеблется от -1213,5 м до -1219,0 м.

Скважина 76-Ог вскрыла ВНК на отметке -1213,5 м, а в скважинах 51-Ог и 52-Ог нефтенасыщенные отметки выделены до отметок -1218,3 м и -1218,8 м, водонасыщенные – с отметок -1219,8 м и -1222,3 м.

ВНК скважин 53-Ог, 54-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 142-Ог, 33-Ог, 50-Ог, расположенных на северо-западе и севере, принят на усредненной отметке -1217,0 м, за исключением района скважины 53-Ог, где контакт опускается до -1220,0 м. По ГИС скважин 53-Ог, 54-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 142-Ог, 33-Ог, 50-Ог нефтенасыщенные коллекторы установлены до

соответствующих отметок -1220,3 м, -1216,3 м, -1215,4 м, -1215,9 м, -1216,6 м, -1212,9 м, -1216,1 м, а с отметок -1220,7 м, -1217,3 м, -1217,1 м, -1218,4 м, -1217,1 м, -1225,0 м, -1217,5 м – водонасыщенные.

На северо-востоке в скважинах 145-Ог, 167-Ог, 78-Ог, 72-Ог, 155-Ог, 34-Ог уровень ВНК наблюдается на отметках от -1213,0 м до -1217,0 м. Скважины 145-Ог и 155-Ог вскрыли ВНК на отметках -1213,8 м и -1216,1 м соответственно. В скважинах 167-Ог, 78-Ог, 34-Ог по ГИС нефтенасыщенные коллекторы определены до соответствующих отметок -1215,1 м, -1216,9 м, -1199,8 м, а с отметок -1215,4 м, -1217,5 м, -1212,8 м – водонасыщенные. В скважине 72-Ог выделены водонасыщенные пласты с кровли -1215,1 м.

Таким образом, ВНК по залежи варьируют от 1213,0 м до -1220,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Пачка 3 разделена на два пласта 3А и 3Б. Пласт 3Б непродуктивен.

Пласт 3А. Залежи выявлены в блоке Огайское и Западном блоке.

Блок Огайское. Залежь установлена по данным ГИС скважин 51-Ог, 73-Ог, 53-Ог, 139-Ог, 134-Ог, 159-Ог, 30-Ог, 171-Ог, 31-Ог, 143-Ог. Зоны отсутствия коллекторов образованы скважинами 20-Ог, 141-Ог, 146-Ог, 149-Ог, 148-Ог, 172-Ог, 162-Ог, 180-Ог, 155-Ог, 18-Ог, 167-Ог, 175-Ог, 79-Ог.

В скважине 30-Ог в результате опробования интервала 1185-1192 (-1212,3 - -1219,3) м притока практически не было получено, лишь пленка нефти, на устье наблюдалось слабое выделение газа.

В скважине 53-Ог из интервала 1331,9-1336,5 (-1228,6 - -1232,0) м приток получен не был.

Скорее всего, обе скважины 30-Ог и 53-Ог недоисследованы, так как по данным ГИС открытого ствола нефтенасыщенные пласты в них выделены до соответствующих отметок -1228,5 м и -1232,0 м, и имеют нефтенасыщенную толщину 7,4 м и 3,3 м соответственно с коэффициентами нефтенасыщенности более 0,60 д.ед.

В целом, по залежи с востока на запад наблюдается повышение уровня ВНК.

Так, на востоке залежи в скважине 51-Ог на отметке -1231,0 м наблюдается прямой контакт нефть-вода, а в скважине 76-Ог с кровельной отметки -1227,6 м установлены водонасыщенные коллекторы.

На западе в скважинах 31-Ог, 143-Ог нефтенасыщенные коллекторы выделены до соответствующих отметок -1211,5 м, -1214,6 м, а с отметки -1212,3 м, -1215,7 м – водонасыщенные.

Скважина 34-Ог вскрыла водонасыщенные коллекторы с отметки -1217,7 м.

Таким образом, ВНК залежи имеет большой диапазон колебания, от -1227-1232 м на востоке до -1212-1215 м на западе.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Залежь нефти установлена только в пределах III блока, продуктивность которого установлена получением притока нефти при опробовании интервала 1409-1414 м (-1426,6 - -1431,6 м) в скважине 19-ЗМ дебитом 28 м³/сут и подтверждена при опробовании скважин 346-ЗМ, 360-ЗМ, 380-ЗМ, ЮЗМ-1.

В скважине 346-ЗМ по ГИС выделяется нефть до отметки -1232,4 м, а вода с отметки -1433,8 м. По опробованию приток нефти (содержание воды незначительное) в скважине получен до отметки -1430,0 м.

В скважине 360-ЗМ при опробовании был получен приток нефти с водой до отметки -1426,2 м, присутствие воды в добываемой продукции близким положением ВНК на отметке -1428,9 м.

В скважине ЮЗМ-1 при опробовании получен приток нефти дебитом 21,1 м³/сут (дебит воды незначительный 0,48 м³/сут) из интервала 1453,5-1457,5 м (-1421,6 - -1425,4 м). По данным ГИС коллектор нефтенасыщен до отметки -1428,9 м, а с отметки -1429,6 м – водонасыщен.

В скважине 380-ЗМ получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 10,4 м³/сут и 21,53 м³/сут из интервала опробования 1452,5-1456,5 (-1421,8 - -1425,7) м. По заключению ГИС скважина вскрыла только кровельную часть пласта на отметке -1451,8 м.

Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенного пласта встречена в скважинах 56-ЗМ на отметке -1426,9 м.

ВНК принят на отметках -1427-1433 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пачка 5. Залежь нефти установлена только на *Западном блоке* в III блоке опробованием скважины 19-ЗМ, в которой из интервала 1462,0-1464,0 (-1479,2 - -1481,2) м через 7 мм штуцер получен приток безводной нефти дебитом 8,5 м³/сут. Подошва нефтенасыщенного пласта по ГИС отбивается на отметке -1485,4 м, с отметки -1486,2 м пласт водонасыщен.

В скважинах 56-ЗМ и 58-ЗМ, пробуренных в этом блоке, разрез водонасыщен с кровельных отметок -1505,6 м и -1511,2 м соответственно.

ВНК залежи принят на отметке -1485,4 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пачка 6. Залежь нефти выявлена по интерпретации ГИС на *Восточном блоке*. Нефтенасыщенные толщины выделены в разрезе скважин 21 и 23.

В скважине 21 нефтенасыщенные пласты выделены по данным ГИС до отметки -1483,9 м. Водонасыщенные пласты начинаются с отметки -1516,4 м.

В скважине 23 нефтенасыщенные пласты выделены по ГИС до отметки -1473,3 м, водонасыщенные пласты начинаются с отметки -1486,8 м.

ВНК залежи принят на отметке -1484 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Таблица 3.1.1 – Месторождение Морское. Характеристика залежей

Залежь	Блок	Тип залежи	Тип коллектора	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Характер насыщения	Принятый уровень (абс.отм.), м	
						ГНК, ГВК	ВНК
1	2	3	4	5	6	7	8
Блок Огайское							
K _{1al3} 0-1	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	701	нефтяной	-	-674,2 - -683,4
	II			1818		-	-669,0 - -677,0
K _{1al3} 0-2		пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	394	нефтяной	-	-683,0
K _{1al3} 0-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	799	нефтяной	-	-712,0 - -720,0
	II			1995		-	-711,0 - -719,0
K _{1al3} 1-1	I	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	717	нефтяной	-	-744,0 - -752,0
	II			1771		-	-743,0 - -747,0
K _{1al3} 1-2	I	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	246	нефтяной	-	-754,8
	II			724		-	-758,0
K _{1al3} 1-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	145	нефтяной	-	-759,5 - -761,8
	II			1631		-	-751,6 - -763,3
K _{1al3} 1-4	II	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	979	нефтяной	-	-787,0 - -793,0
K _{1al1} 3-3	р-н. скв. 20-Ог	линзы	теригенно-карбонатный	31	нефтяной	-	-1081,0
	р-н. скв. 143-Ог			100		-	-1084,0
K _{1a}		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	4580	газонефтяной	-1153,0	-1208,0
K _{1nc} 1-А		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	2534	нефтяной	-	-1208,0
				890		-	-1212,0 - -1219,0
K _{1nc} 1-Б		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	649 (газ) 1522 (нефть)	газонефтяной	-1167,0	-1223,0 - -1231,0
K _{1nc} 2		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	2706	нефтяной	-	-1212,0 - -1219,0

K _{1nc} 3-A		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	784	нефтяной	-	-1227,0 - -1232,0 -1212,0 - -1215,0
Западный блок							
K _{1al3} 0-1		пластовая сводовая, подстиляется водой	теригенно-карбонатный	1523	нефтяной	-	-772,1 - -776,4
K _{1al3} 1-1		пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	1052 (газ) 5198 (нефть)	газонефтяной	-862,0	-866,0 - -878,0
K _{1al3} 1-2		пластовая сводовая, литологически ограниченная	теригенно-карбонатный	2007 (газ) 2951 (нефть)	газонефтяной	-885,0	-887,0
K _{1al3} 1-3		пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	2107	нефтяной	-	-893,0 - -899,0
K _{1al2} 2-1		пластовая сводовая, подстиляется водой	теригенно-карбонатный	5289	нефтяной	-	-1036,0 - -1042,0
K _{1al2} 2-2		пластовая сводовая, литологически экранированная	теригенно-карбонатный	2024	газовый	-	-1082,2
K _{1al2} 2-3	р-н скв.67	пластовая сводовая, литологически экранированная	теригенно-карбонатный	1659	нефтяной	-	-1100,0
	р-н скв.57			1718		-	-1105,0
	р-н скв.62			1414		-	-1097,0
K _{1al1} 3-3		пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	2029	нефтяной	-	-1254,0-1257,0
K _{1a}	II	пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	1070	газонефтяной	-	-1347,0
	III			1312		-1343,0	-
K _{1nc} 1-A	II	пластовая сводовая, литологически ограниченная	теригенно-карбонатный	1258	нефтяной	-	-1371,0 - -1373,0
	III					-	-1369,0
K _{1nc} 1-B	II	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	522	нефтяной	-	-1395,0-1396,0
	III			970		-	р-н скв. 19-3М - 1392,0 м; р-н скв. 58-3М - 1388,0 м;
K _{1nc} 3-A	III	пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	801	нефтяной	-	-1427,0 - -1433,0
K _{1nc} 5	III	пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	503	нефтяной	-	-1485,4
Восточный блок							
K _{1al3} 0-1		пластовая сводовая, подстиляется водой	теригенно-карбонатный	376	нефтяной	-	-772,5
K _{1al3} 0-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	407	нефтяной	-	-824,2
	II			13		-	-818,4
K _{1al3} 1-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	644	нефтяной	-	-859,0 - -863,0
	II			100		-	-873,0
K _{1al1} 3-3	I	пластовая сводовая,	теригенно-карбонатный	767	нефтяной	-	-1206,0-1210,0

		тектонически и литологически экранированная		253			р-н скв.22 -1219,0
	II			110		-	-1217,0
	III			47 12		-	р-н скв.1 -1223,0 р-н скв.7 -1216,0
K _{1a}	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	2232	нефтяной	-	-1299,0
	II			107		-	-1296,0
K _{1nc} 1-A	р-н скв.15	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	103	нефтяной	-	-1295,0
	р-н скв.13	пластовая сводовая, литологически экранированная		35		-	-1293,0
K _{1nc} 6		пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	493	нефтяной	-	-1484,0

3.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность

3.2.1 Характеристика средних значений толщин

Продуктивность месторождения связана с отложениями нижнего и верхнего мела, в которых выделено 5 продуктивных горизонтов: верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

Характеристика толщин по залежам, коллекторские свойства пластов и показатели неоднородности получены по данным бурения всех скважин.

В таблице 3.2.1 дана характеристика общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин залежей выделенных горизонтов на 01.01.2022 г.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до нескольких сотен метров. Минимальное среднее значение общей толщины 2,3 установлено у залежи K_{1nc} 1-А Огайского блока, максимальное значение - 201,2 м у залежи Восточного блока.

Наименьшим средним значением эффективной толщины 1,8 м обладает залежь K_{1nc} 1-А Восточного блока, а наибольшим – залежь K_{1al3} 1-4 Огайского блока (табл. 3.2.1).

Практически все залежи характеризуются средним значением нефтенасыщенной толщины менее 10 м, и только у залежи K_{1nc} 2 Огайского блока оно составляет 13,1 м, а наименьшим значением по 1,8 м характеризуются залежи K_{1nc} 1-А Восточного блока и K_{1al3} Западного блока.

3.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Несмотря на сложность строения, при детальной пластовой корреляции пробуренных скважин отмечается четкое расчленение продуктивного разреза на горизонты. Внутри горизонтов выделены пласты-коллекторы, которые независимо от приуроченности к разным блокам, хорошо коррелируются и образуют залежи.

Средний коэффициент расчлененности по залежам колеблется от 1,2 (залежь K_{1al1} 3-3 блока Огайское) до 20,0 (залежь K_{1nc} 6 Восточного блока), среднее значение коэффициента песчанистости, характеризующего долю коллектора, колеблется от 0,23 д.ед. (залежь K_{1nc} 6 Восточного блока) до 0,97 д.ед. (залежь K_{1nc} 3-3 блока Огайское).

Наименьший коэффициент распространения коллектора 0,59 д.ед. присущ залежи K_{1al3} 1-2 блока Огайское.

В таблице 3.2 приведены результаты статистических обработок, показателей неоднородности залежей.

Таблица 3.1.2 – Месторождение Морское. Характеристика толщин залежей

Горизонт	Толщина	Наименование	Зоны насыщения						В целом по горизонту
			Г	ГН	ГНВ	ГВ	Н	НВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Блок Огайское									
K_{1al3} 0-1	Общая	Средняя, м						18,4	18,4
		Коэф. вариации, д. ед.						0,141	0,141
		Интервал изменения, м						5,7-42,1	5,7-42,1
	Эффективная	Средняя, м						12,5	12,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,106	0,106
		Интервал изменения, м						3,4-23,0	3,4-23,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,8	5,8
		Коэф. вариации, д. ед.						0,173	0,173
		Интервал изменения, м						1,3-10,7	1,3-10,7
K_{1al3} 0-2	Общая	Средняя, м						23,6	23,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,596	0,596
		Интервал изменения, м						6,6-62,3	6,6-62,3
	Эффективная	Средняя, м						10,9	10,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,053	0,053
		Интервал изменения, м						5,4-13,9	5,4-13,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,4	3,4
		Коэф. вариации, д. ед.						0,088	0,088
		Интервал изменения, м						1,2-4,5	1,2-4,5
K_{1al3} 0-3	Общая	Средняя, м						29,7	29,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,169	0,169
		Интервал изменения, м						18,5-69,5	18,5-69,5
	Эффективная	Средняя, м						19,3	19,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,028	0,028
		Интервал изменения, м						12,8-25,1	12,8-25,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						7,7	7,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,111	0,111
		Интервал изменения, м						1,4-13,7	1,4-13,7
K_{1al3} 1-1	Общая	Средняя, м					10,8	16,0	12,4
		Коэф. вариации, д. ед.					0,617	0,227	0,473
		Интервал изменения, м					0,5-40,7	10,1-40,0	0,5-40,7
	Эффективная	Средняя, м					5,6	9,5	6,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,338	0,055	0,261
		Интервал изменения, м					0,5-12,0	3,9-13,8	0,5-13,8
	Нефте-	Средняя, м					5,4	5,3	5,3

	насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.					0,348	0,180	0,296
		Интервал изменения, м					0,5-12,0	2,2-8,9	0,5-12,0
K_{1a13} 1-2	Общая	Средняя, м					4,0	9,7*	4,6
		Коэф. вариации, д. ед.					0,482	-	0,473
		Интервал изменения, м					0,5-11,1	-	0,5-11,1
	Эффективная	Средняя, м					2,6	6,5*	3,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,196	-	0,282
		Интервал изменения, м					0,5-4,3	-	0,5-6,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					2,6	3,2*	2,7
		Коэф. вариации, д. ед.					0,196	-	0,172
		Интервал изменения, м					0,5-4,3	-	0,5-4,3
K_{1a13} 1-3	Общая	Средняя, м						24,9	24,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,106	0,106
		Интервал изменения, м						10,5-60,6	10,5-60,6
	Эффективная	Средняя, м						25,3	25,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,101	0,101
		Интервал изменения, м						8,9-39,3	8,9-39,3
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,2	5,2
		Коэф. вариации, д. ед.						0,368	0,368
		Интервал изменения, м						0,6-16,3	0,6-16,3
K_{1a13} 1-4	Общая	Средняя, м						84,5	84,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,143	0,143
		Интервал изменения, м						15-108,1	15-108,1
	Эффективная	Средняя, м						60,9	60,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,172	0,172
		Интервал изменения, м						13,7-89,0	13,7-89,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,8	5,8
		Коэф. вариации, д. ед.						0,323	0,323
		Интервал изменения, м						1,8-15,2	1,8-15,2
K_{1a11} 3-3	Общая	Средняя, м					2,5	-	2,5
		Коэф. вариации, д. ед.					0,147	-	0,147
		Интервал изменения, м					1,3-4,0	-	1,3-4,0
	Эффективная	Средняя, м					2,1	-	2,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,060	-	0,060
		Интервал изменения, м					1,3-2,8	-	1,3-2,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					2,1	-	2,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,060	-	0,060
		Интервал изменения, м					1,3-2,8	-	1,3-2,8
K_{1a}	Общая	Средняя, м	4,8	7,0			4,7	8,7*	4,8

	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.	0,140	0,413			0,505	-	0,413
		Интервал изменения, м	2,9-9,1	2,5-11,5			1,1-19,0	-	1,1-19,0
		Средняя, м	3,8	2,7			4,0	8,7*	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,053	0,052			0,228	-	0,212
		Интервал изменения, м	2,7-5,6	2,1-3,3			1,1-8,1	-	1,1-8,7
		Средняя, м	3,8	0,4					3,8
	Газо-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.	0,053	0,031					0,053
		Интервал изменения, м	2,7-5,6	0,4-5,6					2,7-5,6
		Средняя, м		2,3			4,0	5,8*	4,1
	Нефте-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.		0,092			0,228	-	0,220
		Интервал изменения, м		1,6-3,0			1,1-8,1	-	1,1-8,1
		Средняя, м					5,0		5,0
К _{1nc} 1-А	Общая	Коэф. вариации, д. ед.					0,564		0,564
		Интервал изменения, м					0,7-23,6		0,7-23,6
		Средняя, м					3,9		3,9
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.					0,250		0,250
		Интервал изменения, м					0,19-9,5		0,19-9,5
		Средняя, м					3,9		3,9
	Нефте-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.					0,250		0,250
		Интервал изменения, м					0,2-9,5		0,2-9,5
		Средняя, м					6,0		7,3
К _{1nc} 1-Б	Общая	Коэф. вариации, д. ед.	0,360	0,086			0,278		0,348
		Интервал изменения, м	1,5-6,0	7,8-19,7			0,5-10,7		0,5-19,7
		Средняя, м	3,7	9,5			5,1		6,1
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.	0,347	0,051			0,258		0,271
		Интервал изменения, м	1,5-5,8	7,0-13,6			0,5-9,9		0,15-13,6
		Средняя, м	3,7	3,9					3,9
К _{1nc} 1-Б	Газо-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.	0,347	0,192					0,101
		Интервал изменения, м	1,5-5,8	0,6-6,4					0,6-6,4
		Средняя, м		5,6			5,1		5,1
	Нефте-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.		0,207			0,257		0,248
		Интервал изменения, м		1,8-8,8			0,5-9,9		0,5-9,9
		Средняя, м					22,1	23,3	22,7
К _{1nc} 2	Общая	Коэф. вариации, д. ед.					0,044	0,040	0,043
		Интервал изменения, м					13,4-31,0	17,4-35,1	13,4-35,1
		Средняя, м					16,6	15,0	15,8
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.					0,121	0,063	0,095
		Интервал изменения, м					7,3-28,5	8,5-21,9	7,3-28,5
		Средняя, м					16,6	10,2	13,1
	Нефте-	Средняя, м							

	насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.					0,121	0,299	0,283
		Интервал изменения, м					7,3-28,5	2,5-20,0	2,5-28,5
K _{1nc} 3-A	Общая	Средняя, м					11,0	18,2	14,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,354	0,209	0,339
		Интервал изменения, м					2,9-22,9	8,7-33,6	2,9-33,6
		Средняя, м					6,7	9,5	7,8
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.					0,133	0,051	0,118
		Интервал изменения, м					2,9-10,6	5,9-12,6	2,9-12,6
		Средняя, м					6,7	2,8	5,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,133	0,085	0,285
Нефте-насыщенная	Интервал изменения, м					2,9-10,6	1,2-3,4	2,9-10,6	
	Восточный блок								
K _{1al3} 0-1	Общая	Средняя, м						21,4	21,4
		Коэф. вариации, д. ед.						0,001	0,001
		Интервал изменения, м						20,6-22,1	20,6-22,1
	Эффективная	Средняя, м						19,9	19,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,012	0,012
		Интервал изменения, м						17,7-22,1	17,7-22,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						1,9	1,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,001	0,001
		Интервал изменения, м						1,8-1,9	1,8-1,9

K _{1al3} 0-3	Общая	Средняя, м						16,9	16,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,000	0,000
		Интервал изменения, м						16,9-16,9	16,9-16,9
	Эффективная	Средняя, м						11,9	11,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,00016	0,00016
		Интервал изменения, м						11,7-12,0	11,7-12,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						4,7	4,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,194	0,194
		Интервал изменения, м						2,6-6,7	2,6-6,7
K _{1al3} 1-3	Общая	Средняя, м						26,5	26,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,019	0,019
		Интервал изменения, м						20,3-29,3	20,3-29,3
	Эффективная	Средняя, м						22,5	22,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,053	0,053
		Интервал изменения, м						13,6-26,2	13,6-26,2
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,5	3,5
Коэф. вариации, д. ед.							0,117	0,117	

		Интервал изменения, м						1,8-4,8	1,8-4,8
K _{1al1} 3-3	Общая	Средняя, м					4,9	4,7	4,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,014	0,011	0,014
		Интервал изменения, м					4,1-6,0	3,9-5,2	3,9-6,0
		Средняя, м					4,7	4,4	4,6
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.					0,021	0,014	0,021
		Интервал изменения, м					3,0-5,5	3,9-5,2	3,0-5,5
		Средняя, м					4,7	2,4	4,1
	Нефте-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.					0,021	0,148	0,098
		Интервал изменения, м					3,0-5,5	1,3-3,7	1,3-5,5
K _{1a}		Общая	Средняя, м					12,3	13,1
	Коэф. вариации, д. ед.						0,021	0,012	0,019
	Интервал изменения, м						9,7-17,0	11,0-15,2	9,7-17,0
	Эффективная	Средняя, м					11,0	10,9	11,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,018	0,018	0,018
		Интервал изменения, м					9,7-14,6	8,5-12,4	8,2-14,6
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					11,0	6,1	9,6
		Коэф. вариации, д. ед.					0,018	0,121	0,085
		Интервал изменения, м					9,7-14,6	3,9-9,1	4,1-14,6
K _{1nc} 1-A	Общая	Средняя, м					2,3		2,3
		Коэф. вариации, д. ед.					0,189		0,189
		Интервал изменения, м					1,3-3,3		1,3-3,3
	Эффективная	Средняя, м					1,8		1,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,077		0,077
		Интервал изменения, м					1,3-2,3		1,3-2,3
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					1,8		1,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,077		0,077
		Интервал изменения, м					1,3-2,3		1,3-2,3
K _{1nc} 6	Общая	Средняя, м						201,2	201,2
		Коэф. вариации, д. ед.						0,013	0,013
		Интервал изменения, м						178,1-224,2	178,1-224,2
	Эффективная	Средняя, м						44,0	44,0
		Коэф. вариации, д. ед.						0,025	0,025
		Интервал изменения, м						37,1-50,9	37,1-50,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,3	3,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,053	0,053
		Интервал изменения, м						2,5-4,0	2,5-4,0
Западный блок									
K _{1al3}	Общая	Средняя, м						21,3	21,3

0-1		Коэф. вариации, д. ед.						0,011	0,011
		Интервал изменения, м						19,4-25,2	19,4-25,2
		Средняя, м						18,7	18,7
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.						0,102	0,102
		Интервал изменения, м						5,2-24,6	5,2-24,6
		Средняя, м						2,6	2,6
	Нефте-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.						0,046	0,046
		Интервал изменения, м						1,9-3,6	1,9-3,6
		Средняя, м						15,91	15,7
K _{1al3} 1-1	Общая	Коэф. вариации, д. ед.		12,4	16,6			0,147	0,067
		Интервал изменения, м		9,8-16,3	14,6-19,2			9,6-30,3	9,6-30,3
		Средняя, м		9,1	11,9			12,0	11,5
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.		0,150	0,023			0,077	0,065
		Интервал изменения, м		5,1-14,6	9,1-14,6			6,3-16,9	5,1-16,9
		Средняя, м		2,8	1,9				2,2
	Газо-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.		0,280	0,309				0,334
		Интервал изменения, м		0,8-4,96	0,8-4,3				0,8-4,96
		Средняя, м		5,3	6,1			5,6	5,8
K _{1al3} 1-1	Нефте-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.		0,267	0,041			0,420	0,194
		Интервал изменения, м		2,3-9,8	3,8-8,1			1,6-13,5	1,6-13,5
		Средняя, м		5,7	7,6	10,4		4,1	7,3
	Общая	Коэф. вариации, д. ед.	0,208	0,036	0,135			0,047	0,226
		Интервал изменения, м	2,6-8,4	5-9,1	6,3-18,3			2,9-5,0	2,5-18,3
		Средняя, м	5,2	6,7	8,1			4,1	6,2
	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.	0,169	0,038	0,020			0,047	0,115
		Интервал изменения, м	2,6-7,7	5,0-8,5	6,3-10,2			2,9-5,0	2,5-10,2
		Средняя, м	5,2	4,8	3,2				4,2
K _{1al3} 1-2	Газо-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.	0,169	0,080	0,178				0,178
		Интервал изменения, м	2,6-7,7	3,1-7,1	1,1-5,06				1,1-7,7
		Средняя, м		1,9	1,7			2,0	1,8
	Нефте-насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.		0,211	0,047			0,028	0,121
		Интервал изменения, м		1,1-3,2	1,4-2,5			1,6-2,4	1,1-3,2
		Средняя, м						17,3	17,3
	Общая	Коэф. вариации, д. ед.						0,020	0,02
		Интервал изменения, м						13,1-23,1	13,1-23,1
		Средняя, м						15,8	15,8
K _{1al3} 1-3	Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.						0,018	0,018
		Интервал изменения, м						12,6-19,7	12,6-19,7
		Средняя, м						3,7	3,7
	Нефте-	Коэф. вариации, д. ед.							
		Интервал изменения, м							
		Средняя, м							
	Общая	Коэф. вариации, д. ед.							
		Интервал изменения, м							
		Средняя, м							

	насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.						0,149	0,149
		Интервал изменения, м						1,0-5,8	1,0-5,8
K_{1a12} 2-1	Общая	Средняя, м						33,0	33,0
		Коэф. вариации, д. ед.						0,027	0,027
		Интервал изменения, м						16,9-46,5	16,9-46,5
	Эффективная	Средняя, м						22,8	22,8
		Коэф. вариации, д. ед.						0,036	0,036
		Интервал изменения, м						10,6-30,7	10,6-30,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						8,6	8,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,078	0,078
		Интервал изменения, м						2,7-12,4	2,7-12,4
K_{1a12} 2-2	Общая	Средняя, м	3,1		6,5				3,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,306		0,009				0,314
		Интервал изменения, м	0,7-5,9		5,9-7,1				0,7-7,1
	Эффективная	Средняя, м	2,5		4,2				2,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,320		0,033				0,290
		Интервал изменения, м	0,7-4,9		3,47-5,0				0,7-5,0
	Газо-насыщенная	Средняя, м	2,5		2,6				2,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,322		0,471				0,345
		Интервал изменения, м	0,7-4,9		0,8-4,3				0,7-4,9
K_{1a12} 2-3	Общая	Средняя, м					10,1	13,8	10,9
		Коэф. вариации, д. ед.					0,142	0,114	0,153
		Интервал изменения, м					1,1-14,5	9,4-20,2	1,1-20,2
	Эффективная	Средняя, м					6,4	8,4	6,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,26	0,092	0,226
		Интервал изменения, м					1,1-12,4	5,3-11,5	1,1-12,4
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					6,4	5,2	6,2
		Коэф. вариации, д. ед.					0,26	0,092	0,243
		Интервал изменения, м					1,1-12,4	3,1-6,9	1,1-12,4
K_{1a12} 3-3	Общая	Средняя, м						14,4	14,4
		Коэф. вариации, д. ед.						0,125	0,125
		Интервал изменения, м						7,3-23,5	7,3-23,5
	Эффективная	Средняя, м						10,7	10,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,161	0,161
		Интервал изменения, м						4,8-20,0	4,8-20,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						4,6	4,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,294	0,294
		Интервал изменения, м						1,2-10,4	1,2-10,4
K_{1a}	Общая	Средняя, м				14,3		12,9	13,8

		Коэф. вариации, д. ед.				0,007		0,002	0,008
		Интервал изменения, м				11,9-16,1		11,9-13,5	11,9-16,1
	Эффективная	Средняя, м				10,5		7,9	9,6
		Коэф. вариации, д. ед.				0,016		0,027	0,035
		Интервал изменения, м				9,3-13,4		6,0-9,7	6,0-13,4
	Газо-насыщенная	Средняя, м				5,8			5,8
		Коэф. вариации, д. ед.				0,075			0,087
		Интервал изменения, м				3,7-8,5			3,7-8,5
	К _{1а}	Нефте-насыщенная	Средняя, м					3,0	3,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,023	0,103
		Интервал изменения, м						2,3-3,5	2,3-5,7
К _{1nc} 1-А	Общая	Средняя, м					6,1	14,7	11,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,091	0,03	0,192
		Интервал изменения, м					3,9-8,4	11,8-18,6	3,9-18,6
	Эффективная	Средняя, м					4,9	8,7	7,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,125	0,045	0,137
		Интервал изменения, м					3,1-7,2	7,3-11,8	3,1-11,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					4,9	4,2	4,5
		Коэф. вариации, д. ед.					0,125	0,141	0,14
		Интервал изменения, м					3,1-7,2	2,0-6,26	2,0-7,2
К _{1nc} 1-Б	Общая	Средняя, м					4,6	4,4	4,5
		Коэф. вариации, д. ед.					0,108	0,25	0,142
		Интервал изменения, м					2,1-6,6	2,2-6,6	2,1-6,6
	Эффективная	Средняя, м					4,2	3,9	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,11	0,196	0,131
		Интервал изменения, м					2,1-5,9	2,2-5,7	2,1-5,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					4,2	2,5	3,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,11	0,184	0,163
		Интервал изменения, м					2,1-5,9	1,4-3,5	1,4-5,9
К _{1nc} 3-А	Общая	Средняя, м						7,6	7,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,02	0,02
		Интервал изменения, м						6,5-9,5	6,5-9,5
	Эффективная	Средняя, м						7,0	7,0
		Коэф. вариации, д. ед.						0,03	0,03
		Интервал изменения, м						5,6-8,9	5,6-8,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,3	5,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,05	0,05
		Интервал изменения, м						4,0-7,0	4,0-7,0

К_{1пс} 5	Общая	Средняя, м					7,9*		7,9*
		Коэф. вариации, д. ед.					-		-
		Интервал изменения, м					-		-
	Эффективная	Средняя, м					6,3*		6,3*
		Коэф. вариации, д. ед.					-		-
		Интервал изменения, м					-		-
	Газо-насыщенная	Средняя, м							
		Коэф. вариации, д. ед.							
		Интервал изменения, м							
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					5,6*		5,6*
		Коэф. вариации, д. ед.					-		-
		Интервал изменения, м					-		-

Примечание: * - значение по одной скважине

Таблица 3.1.3– Месторождение Морское. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распространения, д.ед.
		Среднее значение	Коэф. вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэф. вариации	Интервал изменения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Блок Огайское								
K _{1a} 3 0-1	59	0,72	0,082	0,27-1,0	4,0	0,164	2-10	0,98
K _{1a} 3 0-2	7	0,66	0,178	0,22-1,0	4,4	0,289	2-9	0,95
K _{1a} 3 0-3	48	0,71	0,073	0,24-1,0	5,5	0,191	2-13	0,99
K _{1a} 3 1-1	30	0,67	0,162	0,09-1,0	3,1	0,351	1-9	0,86
K _{1a} 3 1-2	10	0,80	0,111	0,14-1,0	1,8	0,296	1-4	0,59
K _{1a} 3 1-3	31	0,85	0,028	0,35-1,0	3,9	0,129	2-7	1,00
K _{1a} 3 1-4	22	0,73	0,036	0,42-0,96	12,5	0,158	4-24	0,96
K _{1a} 1 3-3	5	0,90	0,020	0,70-1,0	1,2	0,111	1-2	0,69
K _{1a}	39	0,92	0,029	0,37-1,0	1,4	0,230	1-3	0,88
K _{1пс} 1-A	34	0,88	0,099	0,22-1,0	1,8	0,454	1-6	0,76
K _{1пс} 1-Б	28	0,88	0,023	0,56-1,0	2,1	0,198	1-4	0,70
K _{1пс} 2	31	0,70	0,064	0,24-1,0	5,3	0,097	3-10	0,98
K _{1пс} 3-A	12	0,68	0,116	0,28-1,0	3,4	0,335	1-8	0,75
Восточный блок								
K _{1a} 3 0-1	2	0,93	0,006	0,86-1,0	3,5	0,184	2-5	1,0
K _{1a} 3 0-3	2	0,70	0,0002	0,69-0,71	5,0	0,040	4-6	0,99
K _{1a} 3 1-3	4	0,83	0,015	0,67-0,94	4,3	0,038	3-5	1,0
K _{1a} 1 3-3	11	0,97	0,008	0,73-1,0	1,3	0,122	1-2	0,85

K _{1a}	17	0,88	0,013	0,67-1,0	3,0	0,235	1-6	1,0
K _{1nc} 1-A	2	0,85	0,032	0,70-1,0	2,0	0,250	1-3	0,65
K _{1nc} 6	2	0,23	0,071	0,17-0,29	20,0	0,090	14-26	1,0
Западный блок								
K _{1al3} 0-1	7	0,88	0,084	0,26-1,0	3,1	0,186	2-6	1,0
K _{1al3} 1-1	24	0,74	0,034	0,52-0,98	5,0	0,127	2-9	1,0
K _{1al3} 1-2	21	0,91	0,020	0,56-1,0	2,9	0,167	1-6	1,0
K _{1al3} 1-3	16	0,92	0,003	0,82-1,0	3,9	0,091	2-6	1,0
K _{1al2} 2-1	22	0,69	0,015	0,51-0,82	7,6	0,057	5-12	1,0
K _{1al2} 2-2	14	0,81	0,045	0,45-1,0	1,9	0,118	1-3	0,73
K _{1al2} 2-3	15	0,64	0,082	0,31-1,0	4,3	0,553	1-15	0,82
K _{1al1} 3-3	13	0,75	0,046	0,43-1,0	4,6	0,495	2-15	1,0
K _{1a}	11	0,69	0,016	0,50-0,83	3,8	0,060	2-5	1,0
K _{1nc} 1-A	7	0,68	0,030	0,48-0,86	3,7	0,160	2-6	0,86
K _{1nc} 1-Б	8	0,92	0,005	0,82-1,0	1,9	0,102	1-3	0,98
K _{1nc} 3-A	4	0,92	0,013	0,75-1,0	1,8	0,061	1-2	0,98
K _{1nc} 5	1	0,80*	-	-	3,0*	-	-	0,72

Примечание: * - значение по одной скважине

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств выполнена по результатам интерпретации материалов ГИС и изучения керна.

3.3 Состав и свойства нефти и воды

3.3.1 Свойства нефти в поверхностных условиях

Всего по состоянию на месторождении было отобрано и проанализировано 373 пробы из 58 скважин.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях Западного блока изучены по 51 пробе нефти (из них 11 проб отбраковано), отобранным из трех горизонтов K_{1al} , K_{1a} , K_{1nc} . Наибольшим количеством дегазированных проб (205 исследований) освещен Восточный блок, из которых 16 проб были признаны некачественными, пробы были отобраны из горизонтов K_{1al} , K_{1a} . Дегазированная нефть блока Огайское изучена по 121 пробе из четырех горизонтов Pg , K_{1al} , K_{1a} , K_{1nc} , 24 пробы отбракованы.

Причины отбраковки проб – высокие значения плотности, кинематической вязкости, несоответствие температур вспышки и застывания.

Западный блок

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях Западного блока изучены по 40 кондиционным пробам, отобранным из залежей K_{1al3} 1, K_{1al3} 2, K_{1al3} 3, K_{1a} , K_{1nc} 3, K_{1nc} 5, K_{1nc} 6, и совместно опробованных залежей $K_{1a} + K_{1nc}$ 1.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь K_{1al3} 1. Свойства нефти описаны результатами исследований 16 кондиционных проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М, четыре пробы со скважин 63-3М, 348-3М, 342-3М и 401-3М отбракованы.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет $0,9644 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость при температуре $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет $854,13 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – $101,22 \text{ мм}^2/\text{с}$. По содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,36 % масс.), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,27 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - высокосмолистая (30,02 % масс.). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус $13 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс $223 \text{ }^{\circ}\text{C}$, выход фракций, выкипающих до температуры $300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – 19 % об., бензиновые фракции в нефти отсутствуют.

Среднеальбский горизонт, пачка 2. Залежь K_{1al2} 2. Всего отобрано 14 проб дегазированной нефти, из которых 1 проба со скважины 19-3М не учтена при осреднении параметров залежи.

По результатам исследований 13 проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М, 67-3М и 83-3М нефть характеризуется как битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет $0,9403 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость при температуре 20°C составляет $199,64 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $36,91 \text{ мм}^2/\text{с}$. По содержанию общей серы нефть высокосернистая (2,02 % масс), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,13 % масс), по содержанию смол-селикагелевых веществ - смолистая (22,09 % масс). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус 30°C . Температура начала кипения нефти по горизонту составляет плюс 210°C . Объемный выход фракций, выкипающих до температуры 300°C , составляет 14 % об.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1al1 3 описана результатами исследований 7 проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 59-3М, 81-3М, 362-3М.

Дегазированная нефть нижнеальбского горизонта битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет $0,9513 \text{ г/см}^3$.

Кинематическая вязкость при температуре 20°C составляет $370,63 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $53,60 \text{ мм}^2/\text{с}$. По содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,82 % масс), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,94 % масс), по содержанию смол-селикагелевых веществ - смолистая (20,49 % масс). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус 20°C . Температура начала кипения нефти по горизонту составляет плюс 187°C . Объемный выход фракций, выкипающих до температуры 300°C , составляет 21 % об.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены только по одной пробе, отобранной в 2014 году из скважины 59-3М.

Нефть битуминозная (плотность $0,9552 \text{ г/см}^3$), высоковязкая (при 20°C - $109,7 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C - $23,27 \text{ мм}^2/\text{с}$), малопарафинистая (0,48 % масс), высокосмолистая (34,06 % масс), высокосернистая (2,61 % масс), застывающая при температуре минус 30°C и с малым выходом светлых фракций (14 % об). Бензиновые фракции практически отсутствуют (1 % об.).

Третий неокомский горизонт. Залежь K1пс3. Дегазированная нефть характеризуется по трем пробам со скважины 19-3М как битуминозная ($0,9566 \text{ г/см}^3$) с соответствующей ей кинематической вязкостью, при температуре 20°C – $366,13 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $61,40 \text{ мм}^2/\text{с}$. По массовому содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,42 %), по содержанию парафинов - парафинистая (2,2 %), по содержанию смолселикагелевых веществ - смолистая (24,5 %). Температура застывания нефти составляет минус 19°C .

Температура начала кипения нефти составляет плюс 162 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 12 %, выход бензиновых фракций (до 200 °С) отсутствует.

Свойства дегазированной нефти *пятого и шестого неоконских горизонтов. Залежи K1nc 5 и K1nc 6* оценены по 1 пробе нефти из скважины 19-ЗМ. Обе пробы признаны некондиционными по определению температуры вспышки в закрытом тигле.

Результаты исследований проб дегазированной нефти из скважин 396-ЗМ (*K1a+K1nc 1-A*), отобранные в августе 2019 года и в ноябре 2021 года отбракованы.

В целом нефть Западного блока является битуминозной, высоковязкой, высокосернистой, малопарафинистой и парафинистой, смолистой.

Восточный блок

Свойства дегазированной нефти Восточного блока изучены по 206 пробам, отобранным из залежей: K1a₃ 0, K1a₃ 1, K1a₁ 3, K1a.

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь K1a₃ 0. Свойства дегазированной нефти изучены по двум пробам нефти, отобранным из скважины 21 в 2013 году и одной пробе из скважины 35, отобранной в 2021 году.

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9719 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 1152,20 мм²/с, при 50 °С – 156,71 мм²/с. По массовому содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,99 %), по содержанию парафинов - малопарафинистая (0,7 %), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (29,05 %). Температура застывания нефти составляет минус 11 °С.

Температура начала кипения нефти составляет плюс 212 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 15%, бензиновые фракции (до 200 °С) в нефти практически отсутствуют (1%).

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K1a₃ 1. Свойства дегазированной нефти изучены по четырем пробам нефти, отобранным из скважины 21 в 2013 году.

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9655 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 860,68 мм²/с, при 50 °С – 100,80 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – малопарафинистая (0,30 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 36,33 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 19 °С.

Температура начала кипения по горизонту высокая и составляет плюс 228 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 14 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200 °С, в нефти отсутствуют.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1a11 3. Свойства дегазированной нефти изучены по 35 пробам из 7 скважин: 1, 6, 11, 12, 21, 22, 23, из них 3 пробы из скважин 6, 12 и 21 отбракованы.

Нефть нижнеальбского горизонта характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность нефти в среднем составляет 0,9456 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 308,67 мм²/с, при 50 °С – 55,62 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – парафинистая (2,3 % масс), высокосернистая (2,52 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 23,84 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 23 °С.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 139 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 26 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составил 6 % об.

Из совместно опробованных нижнеальбского и аптского горизонтов *K1a11 3+K1a* отобрано 55 проб из 8 скважин (6, 10, 11, 12, 17, 21, 22, 23), одна проба отбракована (скв. 10).

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9476 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 299,17 мм²/с, при 50 °С – 54,58 мм²/с. Нефть - парафинистая (2,11 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 23,44 % масс., нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 21 °С.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 158 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, не высок и в среднем составляет 28 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составил 7 % об.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Физико-химические свойства дегазированной нефти аптского горизонта (K1a) изучены по 109 пробам, отобранным из 14 скважин (6, 6Д, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35).

При анализе свойств нефти были отбракованы некачественные результаты, не согласующиеся с другими результатами дегазированной нефти аптского горизонта со

скважин 6 (3 пробы), 10 (1 проба), 13 (одна проба), 21 (4 пробы), 23 (2 пробы), 26 (1 проба).

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9477 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 367,46 мм²/с, при 50 °С – 59,66 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – парафинистая (1,73 % масс), высокосернистая (2,63 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 29,64 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 21°С.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 144 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, невысок и в среднем составляет 24 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составил 7 % об.

Из совместно опробованных аптского и неокомского горизонтов *K1a+K1nc 1-B* отобрана одна проба нефти из скважины 10. Отбор пробы и лабораторные исследования были проведены по данному горизонту в 2014 году.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9452 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 213,6 мм²/с, при 50 °С – 26,3 мм²/с.

Дегазированная нефть малопарафинистая (1,3 % масс), высокосернистая (2,95 % масс.), высокосмолистая (24,6 % масс.).

Температура застывания нефти в среднем составила минус 24°С. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 135 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, невысок и в среднем составляет 20 % об., выкипающих до температуры 200 °С - 6 % об.

Средние параметры дегазированной нефти, полученные по горизонтам Восточного блока, схожи и характеризуют нефть, как битуминозную, высоковязкую, малопарафинистую и парафинистую, высокосмолистую, застывающую при отрицательной температуре и с незначительным выходом светлых фракций. По содержанию общей серы нефть всех горизонтов относится к классу высокосернистой нефти.

Блок Огайское

Свойства и состав дегазированной нефти блока Огайское изучены по результатам исследований 109 проб нефти.

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь K1a13 0. Всего отобрано 17 проб дегазированной нефти, из которых пять проб нефти из скважин 80-Ог (31.08.18 г.), 185-Ог

(28.09.18 г., 30.09.18 г.) отбракованы. Свойства нефти охарактеризованы по результатам исследований 12 кондиционных проб нефти из скважин 501-Ог, 53-Ог, 50-Ог, 185-Ог, 55-Ог, 139-Ог.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет $0,9655 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость нефти при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составила $522,93 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ – $78,47 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Дегазированная нефть парафинистая (1,94 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.), высокосмолистая (22,89 % масс.).

Характерна температура застывания нефти (минус $14 \text{ }^\circ\text{C}$). Температура начала кипения по горизонту составляет плюс $217 \text{ }^\circ\text{C}$. Выход фракций, выкипающих до температуры $300 \text{ }^\circ\text{C}$, в среднем составляет 21 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры $200 \text{ }^\circ\text{C}$, определены только в одной скважине 139-Ог и составляют 3 % об.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K1a13 1. Всего исследовано 13 поверхностных проб, однако, 8 проб из скважин 33-Ог (1 проба), 80-Ог (6 проб) и 187-Ог (1 проба) отбракованы.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет $0,9606 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость нефти при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составила $440,42 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ – $64,82 \text{ мм}^2/\text{с}$.

По содержанию парафина, серы и смол дегазированная нефть характеризуется как парафинистая (3,08 % масс.), высокосернистая (2,54 % масс.), высокосмолистая (18,92 % масс.).

Температура застывания нефти – минус $15 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс $224 \text{ }^\circ\text{C}$. Выход фракций, выкипающих до температуры $300 \text{ }^\circ\text{C}$, в среднем составляет 20 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры $200 \text{ }^\circ\text{C}$, отсутствуют.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1a11 3. Дегазированная нефть изучена по 9 пробам из скважины 30-Ог.

Нефть битуминозная и вязкая. Плотность в среднем составляет $0,9226 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость нефти при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составила $74,66 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ – $17,70 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Дегазированная нефть малопарафинистая (1,85 % масс), высокосернистая (2,43 % масс.), смолистая (24,54 % масс.).

Температура застывания нефти – минус $23 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс $120 \text{ }^\circ\text{C}$. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры

300 °С, в среднем составляет 34 % об., бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С – 11% об.

Нефть продуктивных горизонтов блока Огайское по своим свойствам и составу немного легче, чем нефть продуктивных горизонтов Восточного и Западного блоков. Нефть битуминозная и вязкая.

Таблица 3.1.4 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти продуктивных горизонтов

Наименование		Пласт			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
1		2	3	4	5
Западный блок					
Альбский горизонт					
Верхнеальбский горизонт. Пачка 1					
Вязкость, мПа*с при 20°С		4	16	262,5-1295,0	854,13
30°С		4	16	132,7-539,6	375,02
40 °С		4	16	74,0-256,8	119,68
50 °С		4	16	44,8-136,1	101,22
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Температура застывания, °С		4	16	-30--7	-13
Температура насыщения парафином, °С		4	16	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		4	16	88-119	100
Температура вспышки в открытом тигле, °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	4	16	1,3-2,81	2,36
	Смолсиликагелевых и асфальтенов	4	16	19,76-47,22	30,02
	Парафинов	4	16	0,30-3,30	1,27
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	4	16	196-250	223
	до 250 °С	4	15	2-13	5
	до 300 °С	4	16	11-24	19
Среднеальбский горизонт. Пачка 2					
Вязкость, мПа*с при 20°С		6	14	82,8-246,2	199,64
30°С		6	14	47,3-385,2	103,24
40 °С		6	14	29,3-191,5	58,90
50 °С		6	14	19,6-105,3	36,91
60 °С		6	14	-	-
100 °С		6	14	-	-
Температура застывания, °С		6	14	-46--12	-30
Температура насыщения парафином, °С		6	14	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		6	14	71-120	93
Температура вспышки в открытом тигле, °С		6	14	-	-
Массовое содержание, %	Серы	6	14	0,82-2,63	2,02
	Смолсиликагелевых	6	14	7,27-28,84	22,09
	Асфальтенов	6	14	2,77-6,70	5,04
	Парафинов	6	14	0,50-3,10	1,13
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	6	14	185-235	210
	до 250 °С	3	5	4-6	5
	до 300 °С	6	14	3-26	14
Нижнеальбский горизонт. Пачка 3					
Вязкость, мПа*с при 20°С		4	7	110,6-933,3	370,63
30°С		4	7	60,3-414,6	172,46
40 °С		4	7	36.6-208,1	91,86

50 °С		4	7	24,0-115,3	53,60
60 °С		4	7	-	-
100 °С		4	7	-	-
Температура застывания, °С		4	7	-27--18	-20
Температура насыщения парафином, °С		4	7	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С		4	7	19-85	65
Температура вспышки в открытом тигле, °С		4	7	-	-
Массовое содержание, %	Серы	4	7	2,36-3,47	2,82
	Смолсиликагелевых	4	7	6,41-39,64	20,49
	Асфальтенов	4	7	2,61-9,36	4,47
	Парафинов	4	7	0,40-3,64	1,94
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	4	7	133-210	187
	до 250 °С	2	2	13-16	15
	до 300 °С	4	7	4-32	21
Аптский горизонт (K1a)					
Вязкость, мПа*с при 20°С		1	1	-	109,7*
30°С		1	1	-	60,16*
40 °С		1	1	-	36,1*
50 °С		1	1	-	23,3*
60 °С		1	1	-	-
100 °С		1	1	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	1	-	2,61*
	Смолсиликагелевых	1	1	-	28,9*
	Асфальтенов	1	1	-	5,16*
	Парафинов	1	1	-	0,5*
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	1	1	-	-
	до 250 °С	1	1	-	-
	до 300 °С	1	1	-	12*
Третий неомокский горизонт K1nc3					
Вязкость, мПа*с при 20°С		1	3	178,86-475,6	366,13
30°С		1	3	97,7-245,9	186,23
40 °С		1	3	58,0-130,8	101,33
50 °С		1	3	35,4-81,2	61,40
60 °С		1	3	-	-
100 °С		1	3	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	3	1,72-3,27	2,42
	Смолсиликагелевых	1	3	10,5-26,34	16,01
	Асфальтенов	1	3	4,33-7,71	5,89
	Парафинов	1	3	1,4-2,6	2,17
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	1	3	150-185	162
	до 250 °С	1	3	1-7	4
	до 300 °С	1	3	6-19	12
Восточный блок					
Альбский горизонт K1a1					
Верхнеальбский горизонт. Пачка 0 (K1a13 0)					
Вязкость, мПа*с при 20°С		2	3	1059,0-1200,9	1152,2
30°С		2	3	451,5-881,4	674,93
40 °С		2	3	218,4-362,9	294,37
50 °С		2	3	117,6-192,2	156,71
60 °С		2	3	-	-
100 °С		2	3	-	-
Массовое содержание, %	Серы	2	3	2,47-3,45	2,99
	Смолсиликагелевых	2	3	13,7-33,4	23,56
	Асфальтенов	2	3	4,25-6,7	5,49
	Парафинов	2	3	0,3-1,07	0,70
Объемный выход	н.к. 100°С	2	3	192-235	212
	до 250 °С	2	3	1-6,5	4

фракций, %	до 300 °С	2	3	15-16	15
Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 (K1a13 1)					
Вязкость, мПа*с при 20°С		1	4	607,7-1033	860,68
30°С		1	4	279,3-444,5	374,38
40 °С		1	4	143,9-209,8	182,93
50 °С		1	4	81,6-116,6	100,80
60 °С		1	4	-	-
100 °С		1	4	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	4	2,54-2,86	2,69
	Смолсиликагелевых	1	4	30,91-34,11	32,38
	Асфальтенов	1	4	3,14-5,08	3,95
	Парафинов	1	4	0,3-0,3	0,3
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	1	4	220-235	228
	до 250 °С	1	4	1-3	2
	до 300 °С	1	4	12-16	14
Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 (K1a13 3)					
Вязкость, мПа*с при 20°С		6	27	151,8-442,4	308,67
30°С		6	22	85,0-208,7	156,28
40 °С		6	27	35,2-111,2	89,03
50 °С		6	27	32,1-70,3	55,62
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	6	27	0,99-3,23	2,52
	Смолсиликагелевых и асфальтенов	6	27	8,4-46,57	23,84
	Парафинов	6	27	0,3-3,7	2,3
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	6	27	85-200	139
	до 250 °С	6	23	7-22	12
	до 300 °С	6	27	17-41	26
Аптский горизонт (K1a)					
Вязкость, мПа*с при 20°С		12	88	119,0-1255,0	367,46
30°С		12	82	69,0-512,7	185,21
40 °С		12	86	37,0-214,9	101,04
50 °С		12	88	26,6-105,2	59,66
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	12	85	0,72-3,48	2,63
	Смолсиликагелевых и асфальтенов	12	87	15,89-52,76	29,64
	Парафинов	12	86	0,8-4,9	1,73
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	12	82	80-218	145
	до 250 °С	12	82	2-24	12
	до 300 °С	12	85	16-35	24
Блок Огайское					
Верхнеальбский горизонт. Пачка 0					
Вязкость, мПа*с при 20°С		4	12	349,27-736,02	522,93
30°С		4	8	229,47-340,71	207,57
40 °С		4	8	121,99-169,66	108,71
50 °С		4	8	94-118	78,47
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	4	12	2,43-2,94	2,69
	Смолсиликагелевых	4	12	10,6-26,73	18,76
	Асфальтены	4	12	2,2-6,75	4,13
	Парафинов	4	12	0,20-3,93	1,94
Объемный	н.к. 100°С	4	12	178-248	217

выход фракций, %	до 250 °С	4	12	1,0-8,5	5
	до 300 °С	4	12	14-26	21
Верхнеальбский горизонт. Пачка 1					
Вязкость, мПа*с при 20°С		3	5	323,6-694,7	440,42
30°С		3	2	163,39-180,35	114,58
40 °С		3	2	91,60-94,06	61,89
50 °С		3	5	52,67-87,04	64,82
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	3	5	2,48-2,63	2,54
	Смолсиликагелевых	3	5	10,79-33,01	15,05
	Асфальтены	3	5	2,89-5,87	3,87
	Парафинов	3	5	0,5-4,72	3,08
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	3	5	225-243	224
	до 250 °С	3	5	3-6,5	5
	до 300 °С	3	5	16-23	20
Нижнеальбский горизонт. Пачка 3					
Вязкость, мПа*с при 20°С		1	9	40,7-176,8	74,66
30°С		1	1	28,10-28,10	28,10
40 °С		1	1	18-43-18,43	18,43
50 °С		1	9	12,6-35,9	17,70
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	9	2,31-2,63	2,43
	Смолсиликагелевых	1	9	2,43-3,41	16,10
	Асфальтены	1	9	4,18-7,38	4,91
	Парафинов	1	9	0,4-5,6	1,85
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	1	9	90-160	120
	до 250 °С	1	9	9-29	20
	до 300 °С	1	9	20-42	34
Аптский горизонт					
Вязкость, мПа*с при 20°С		7	30	13,3-336,6	46,81
30°С		7	1	18,41-18,41	18,41
40 °С		7	1	12,77-12,77	12,77
50 °С		7	30	7,3-55	13,70
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	7	31	0,52-2,6	2,09
	Смолсиликагелевых	7	31	5,47-33,46	17,42
	Асфальтены	7	31	1,03-7,49	4,29
	Парафинов	7	31	0,2-5,8	2,0
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	7	29	73-210	94
	до 250 °С	7	28	4-33	26
	до 300 °С	7	28	14-47	40
Первый неомский горизонт K1nc1					
Вязкость, мПа*с при 20°С		6	16	13,8-42,0	26,86
30°С		6	1	21,58-21,58	21,58
40 °С		6	1	16,06-16,06	16,06
50 °С		6	15	5,5-11,16	8,53
60 °С		-	-	-	-
100 °С		-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	6	17	1,81-2,44	2,20
	Смолсиликагелевых	6	16	6,88-27,16	18,02
	Асфальтены	6	17	1,39-7,4	3,76
	Парафинов	6	16	0,4-3,8	1,3
Объемный	н.к. 100°С	6	16	65-103	87

выход фракций, %	до 250 °С	6	16	19-35	27
	до 300 °С	6	16	31-50	39
Второй неокомский горизонт K1nc2					
Вязкость, мПа*с при 20°С		8	20	55,0-213,5	93,35
30°С		8	4	37,23-72,55	27,14
40 °С		8	4	24,89-45,68	17,42
50 °С		8	20	15,6-30,09	22,45
60 °С		8	-	-	-
100 °С		8	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	8	20	0,45-2,88	2,28
	Смолсиликагелевых	8	20	9,69-29,43	17,44
	Асфальтены	8	20	4,14-7,43	5,68
	Парафинов	8	20	0,4-4,27	2,3
Объемный выход фракций, %	н.к. 100°С	8	20	80-165	115
	до 250 °С	8	20	12-26	20
	до 300 °С	8	20	24-40	33

3.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях

Всего было отобрано и исследовано 140 глубинных проб нефти, из них 31 проба на Западном блоке из 4-х скважин (19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М), 47 проб на Восточном блоке из скважин 13-ти скважин (6, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35), 62 пробы на Огайском блоке из 14-ти скважин (1, 20, 30, 31, 32, 33, 50, 51, 53, 70, 74, 80, 177, 185). Из общего количества проб 24 пробы отбракованы в связи повышенным значением вязкости.

В настоящем разделе физико-химические свойства пластовой нефти оценивались отдельно по блокам и по залежам.

Западный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти Западного блока изучены по 31 пробе, отобранных из залежей K1al3 1, K1al2 2, K1al1 3, K1a, K1nc 3, K1nc 5, K1nc 6.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, так как давление насыщения нефти ниже пластового. В отличие от одноименных залежей Восточного и Огайского блоков пластовая нефть Западного блока отличается большим газосодержанием.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 – залежь K1al3 1.

Свойства пластовой нефти описаны по 8 кондиционным исследованиям (две пробы со скважины 19-3М отбракованы). Глубинные пробы отобраны из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М. Среднее значение давления насыщения нефти составляет 6,64 МПа, усадка нефти – 4,91 %, объемный коэффициент – 1,052 д.ед., газосодержание – 23,59 м³/т, вязкость – 84,83 мПа*с, плотность пластовой нефти - 0,933 г/см³.

Среднеальбский горизонт. Пачка 2 – залежь K1al2 2.

Глубинные пробы взяты из скважин 19-ЗМ, 56-ЗМ, 57-ЗМ, 59-ЗМ в количестве 13 отборов. Все пробы кондиционные. Давление насыщения нефти в среднем составляет 6,42 МПа, усадка нефти – 5,68 %, объемный коэффициент – 1,060 д.ед., газосодержание – 28,13 м³/т, вязкость пластовой нефти – 29,46 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,909 г/см³.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь K_{1a1}1 3.

Свойства пластовой нефти описаны 3 исследованиями глубинных проб нефти, отобранных из скважин 19-ЗМ и 59-ЗМ. Нефть характеризуется следующими средними параметрами: плотность пластовой нефти - 0,911 г/см³, давление насыщения - 11,88 МПа, газосодержание – 43,70 м³/т, объёмный коэффициент – 1,092 д.ед., вязкость пластовой нефти – 24,72 мПа*с.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена единичной пробой глубинной нефти из скважины 59-ЗМ. Давление насыщения нефти составляет 12,40 МПа, усадка нефти составляет 7,00 %, объемный коэффициент - 1,075 д.ед., газосодержание – 41,32 м³/т, вязкость пластовой нефти – 8,44 мПа*с, плотность пластовой нефти - 0,904 г/см³.

Третий неокомский продуктивный горизонт. Залежь K_{1nc} 3. Пластовая нефть охарактеризована единичным исследованием пробы из скважины 19-ЗМ. Давление насыщения составляет 13,35 МПа, газосодержание - 66,90 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 15,90 мПа*с и 0,919 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,106 д.ед.

Пятый неокомский продуктивный горизонт. Залежь K_{1nc} 5. Пластовая нефть охарактеризована 2 исследованиями скважины 19-ЗМ. Давление насыщения составляет 7,70 МПа, газосодержание – 62,24 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 8,73 мПа*с и 0,887 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,103 д.ед.

Шестой неокомский продуктивный горизонт. Залежь K_{1nc} 6. Пластовая нефть охарактеризована единичным исследованием пробы из скважины 19-ЗМ. Давление насыщения составляет 10,99 МПа, газосодержание – 103,20 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 3,90 мПа*с и 0,812 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,198 д.ед.

Восточный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти Восточного блока изучены по 47 пробам, отобранных из горизонтов K_{1a1}, K_{1a} и совместных K_{1a1} 3+K_{1a}.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, так как давление насыщения нефти ниже пластового. Газосодержание Восточного блока по сравнению с одноименными залежами Западного блока ниже, но выше по сравнению с залежами Огайского блока.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – Залежь K1a1 3. Свойства пластовой нефти описаны 11-тью исследованиями глубинных проб нефти, отобранных из скважин 6, 11, 12, 21 и 23. Из 11 проб, одна проба со скважины 12 отбракована по причине высокой вязкости пластовой нефти (51,90 мПа*с).

Плотность пластовой нефти составила 0,895 г/см³, давление насыщения в среднем равно 7,24 МПа, газосодержание составляет 30,60 м³/т, объёмный коэффициент – 1,085 д.ед., вязкость пластовой нефти – 25,28 мПа*с.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Всего отобрано 34 пробы, из которых 19 проб отбракованы в связи с пониженными значениями давления насыщения и газосодержания, при усреднении данных они не учитывались. Свойства пластовой нефти описаны 15 кондиционными пробам из скважин 6, 13, 15, 21, 23, 24, 35.

По данным анализов давление насыщения нефти составляет 7,15 МПа, усадка нефти в среднем – 6,78 %, объёмный коэффициент - 1,086 д.ед., вязкость – 26,19 мПа*с, плотность нефти в пластовых условиях - 0,893 г/см³, газосодержание – 30,75 м³/т.

Пластовая нефть совместных горизонтов K1a13+K1a представлена 2 исследованиями из скважины 10. Давление насыщения нефти составляет 7,13 МПа, усадка нефти в среднем 16,20 %, объёмный коэффициент в среднем составляет 1,195 д.ед., газосодержание в среднем – 16,05 м³/т, вязкость пластовой нефти – 29,10 мПа*с, плотность пластовой нефти в среднем - 0,798 г/см³.

Блок Огайское

Физико-химические свойства пластовой нефти блока Огайское изучены по 62 пробам, отобранных из горизонтов K1a13 0, K1a13 1, K1a13 3, K1a, K1nc1, K1nc2.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, отличается пониженными значениями газосодержания.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 0. Залежь K1a13 0. Всего отобрано 12 проб нефти, из которых кондиционными признаны 6 проб со скважины 50- ОГ.

Результаты 4-х проб со скважины 185-Ог отбракованы из-за повышенных значений пластовой вязкости, также не учтены 2 пробы со скважины 50-ОГ из-за заниженных значений давления насыщения.

Давление насыщения нефти составляет в среднем 1,80 МПа, усадка нефти – 2,10 %, объёмный коэффициент - 1,022 д.ед., газосодержание – 6,79 м³/т, вязкость пластовой нефти составляет 159,55 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,951 г/см³.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь K1a13 1. Свойства пластовой нефти охарактеризованы результатами 13 исследований из скважин 33-Ог, 50-Ог и 80-Ог. Одна

проба со скважины 33-ОГ отбракована, в связи с несоответствием значения вязкости (495 мПа*с).

Пластовая нефть обладает следующими средними значениями: давление насыщения нефти – 2,93 МПа, усадка нефти – 3,94 %, объемный коэффициент – 1,041 д.ед., газосодержание – 11,92 м³/т, вязкость – 128,88 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,937 г/см³.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3. Залежь K_{1a1} 3. Свойства пластовой нефти представлены двумя результатами анализов нефти, отобранных из скважины 30-Ог.

Давление насыщения нефти составляет 2,86 МПа, усадка нефти - 2,44 %, объемный коэффициент – 1,025 д.ед., газосодержание – 9,00 м³/т, вязкость – 20,35 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,912 г/см³.

Аптский горизонт K_{1a}. Залежь K_{1a} представлена исследованиями 15 проб пластовой нефти, отобранных из скважин 1-Ог, 31-Ог, 32-Ог, 50-Ог, 70-Ог, 74-Ог, 177-Ог.

В среднем давление насыщения нефти составляет 5,50 МПа, усадка нефти в среднем 6,18 %, объемный коэффициент в среднем составляет 1,067 д.ед., газосодержание в среднем – 31,09 м³/т, вязкость пластовой нефти – 11,01 мПа*с, плотность пластовой нефти в среднем – 0,875 г/см³.

Первый неокомский горизонт K_{1nc} 1. Залежь K_{1nc} 1. Пластовая нефть охарактеризована результатами исследований 9 проб пластовой нефти, отобранных из скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог, 53-Ог.

Проба со скважины 33-Ог (18.12.2012 г.) отбракована по причине низкого значения давления насыщения.

Давление насыщения составляет 4,72 МПа, газосодержание – 37,55 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 8,36 мПа*с и 0,855 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,097 д.ед.

Второй неокомский продуктивный горизонт K_{1nc} 2. Залежь K_{1nc} 2. Пластовая нефть охарактеризована 9 исследованиями со скважин 20-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 53-Ог. Давление насыщения составляет 6,94 МПа, газосодержание – 36,04 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 13,09 мПа*с и 0,867 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,105 д.ед.

Таблица 3.1.6 – Свойства пластовой нефти

№№ п/п	Наименование	По состоянию на 01.07.2021 г.			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
1	2	3	4	5	6
Западный блок					
	<i>а) Нефть</i>	<i>Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 – залежь K_{1a1} 1</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	3	8	3,84-8,28	6,64

2	Газосодержание, м ³ /т	3	8	16,90-31,09	23,59
3	Давление пластовое, МПа	3	8	9,05-9,24	9,17
4	Плотность, г/см ³	3	8	0,906-0,948	0,933
5	Вязкость, мПа×с	3	8	68,48-113,61	84,83
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	8	1,039-1,068	1,052
7	Пластовая температура, °С	3	8	33,49-45,50	39,29
<i>а) Нефть</i>		Среднеальбский горизонт. Пачка 2 – залежь К_{1a12} 2			
1	Давление насыщения газом, МПа	4	13	3,32-9,52	6,42
2	Газосодержание, м ³ /т	4	13	13,82-47,2	28,13
3	Давление пластовое, МПа	4	13	10,17-11,76	10,98
4	Плотность, г/см ³	4	13	0,894-0,952	0,909
5	Вязкость, мПа×с	4	13	15,90-46,27	29,46
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	4	13	1,036-1,089	1,060
7	Пластовая температура, °С	4	13	36,90-42,85	40,61
<i>а) Нефть</i>		Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь К_{1a11} 3			
1	Давление насыщения газом, МПа	2	3	10,97-12,56	11,88
2	Газосодержание, м ³ /т	2	3	39,11-53,20	43,70
3	Давление пластовое, МПа	2	3	13,35-13,59	13,47
4	Плотность, г/см ³	2	3	0,898-0,934	0,911
5	Вязкость, мПа×с	2	3	18,11-31,33	24,72
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	2	3	6,84-10,02	8,61
7	Пластовая температура, °С	2	3	44,6-48,1	46,35
<i>а) Нефть</i>		Аптский горизонт. Залежь К_{1a}			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	12,40
2	Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	41,32
3	Давление пластовое, МПа	1	1	-	14,34
4	Плотность, г/см ³	1	1	-	0,904
5	Вязкость, мПа×с	1	1	-	8,44
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	-	1,075
7	Пластовая температура, °С	1	1	-	47,0
<i>а) Нефть</i>		Третий неокомский продуктивный горизонт. Залежь К_{1пс3}			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	13,35
2	Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	66,90
3	Давление пластовое, МПа	1	1	-	15,30
4	Плотность, г/см ³	1	1	-	0,919
5	Вязкость, мПа×с	1	1	-	15,90
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	-	1,106
7	Пластовая температура, °С	1	1	-	51,0
<i>а) Нефть</i>		Пятый неокомский продуктивный горизонт. Залежь К_{1пс 5}			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	2	5,1-10,29	7,70
2	Газосодержание, м ³ /т	1	2	30,58-93,90	62,24
3	Давление пластовое, МПа	1	2	14,83-15,89	15,36
4	Плотность, г/см ³	1	2	0,887-0,887	0,887
5	Вязкость, мПа×с	1	2	4,20-13,25	8,73
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	2	1,074-1,132	1,103
7	Пластовая температура, °С	1	2	49,3-54,0	51,65
<i>а) Нефть</i>		Шестой неокомский продуктивный горизонт.			

		Залежь K1nc 6			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	10,99
2	Газосодержание, м³/т	1	1	-	103,20
3	Давление пластовое, МПа	1	1	-	16,95
4	Плотность, г/см³	1	1	-	0,812
5	Вязкость, мПа×с	1	1	-	3,90
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	-	1,198
7	Пластовая температура, °С	1	1	-	55,0
Восточный блок					
а) Нефть		Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь K1a1 3			
1	Давление насыщения газом, МПа	5	10	5,19-8,60	7,24
2	Газосодержание, м³/т	5	10	24,50-33,80	30,60
3	Давление пластовое, МПа	5	10	10,91-13,04	13,04
4	Плотность, г/см³	5	10	0,867-0,910	0,895
5	Вязкость, мПа×с	5	10	15,32-33,20	25,28
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	5	10	1,061-1,111	1,085
7	Пластовая температура, °С	5	10	43,33-45,10	46,45
а) Нефть		Аптский горизонт. Залежь K1a			
1	Давление насыщения газом, МПа	7	15	5,68-10,63	7,15
2	Газосодержание, м³/т	7	15	19,70-39,60	30,75
3	Давление пластовое, МПа	7	15	11,91-16,83	11,37
4	Плотность, г/см³	7	15	0,858-0,916	0,893
5	Вязкость, мПа×с	7	15	15,20-36,15	26,19
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	7	15	1,054-1,133	1,086
7	Пластовая температура, °С	7	15	44,60-46,80	40,13
Огайский блок					
а) Нефть		Верхнеальбский горизонт. Пачка 0. Залежь K1a1 0			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	6	1,50-2,21	1,80
2	Газосодержание, м³/т	1	6	4,22-8,45	6,79
3	Давление пластовое, МПа	1	6	6,98-7,58	7,26
4	Плотность, г/см³	1	6	0,948-0,958	0,951
5	Вязкость, мПа×с	1	6	145,09-173,40	159,55
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	6	1,012-1,032	1,022
7	Пластовая температура, °С	1	6	30,55-33,85	31,95
а) Нефть		Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь K1a1 3 1			
1	Давление насыщения газом, МПа	3	13	1,25-5,64	2,93
2	Газосодержание, м³/т	3	13	4,59-25,46	11,92
3	Давление пластовое, МПа	3	13	5,53-7,96	6,89

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6
4	Плотность, г/см³	3	13	0,914-0,951	0,937
5	Вязкость, мПа×с	3	13	98,50-147,75	128,88
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	13	1,022-1,070	1,041
7	Пластовая температура, °С	3	13	32,33-35,80	33,55
а) Нефть		Нижнеальбский горизонт. Пачка 3. Залежь K1a1 3			
1	Давление насыщения газом, МПа	1	2	2,77-2,95	2,86
2	Газосодержание, м³/т	1	2	8,30-9,70	9,00
3	Давление пластовое, МПа	1	2	8,10-8,10	8,10
4	Плотность, г/см³	1	2	0,911-0,913	0,912
5	Вязкость, мПа×с	1	2	20,35-20,35	20,35

6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	2	1,025-1,025	1,025
7	Пластовая температура, °С	1	2	39,40-39,40	39,40
<i>а) Нефть</i>		<i>Аптский горизонт К1а. Залежь К1а</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	6	15	3,01-9,65	5,50
2	Газосодержание, м³/т	6	15	16,15-59,48	31,09
3	Давление пластовое, МПа	6	15	8,39-14,26	10,91
4	Плотность, г/см³	6	15	0,836-0,896	0,875
5	Вязкость, мПа×с	6	15	3,68-23,67	11,01
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	6	15	1,039-1,132	1,067
7	Пластовая температура, °С	6	15	39,80-45,10	42,52
<i>а) Нефть</i>		<i>Первый неокомский горизонт К1пс 1. Залежь К1пс 1</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	4	9	1,68-9,72	4,72
2	Газосодержание, м³/т	4	9	25,90-58,17	37,55
3	Давление пластовое, МПа	4	9	10,90-14,00	12,44
4	Плотность, г/см³	4	9	0,831-0,879	0,855
5	Вязкость, мПа×с	4	9	4,30-14,30	8,36
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	4	9	1,057-1,154	1,097
7	Пластовая температура, °С	4	9	42,99-43,77	43,62
<i>а) Нефть</i>		<i>Второй неокомский продуктивный горизонт К1пс 2</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	3	9	4,75-8,88	6,94
2	Газосодержание, м³/т	3	9	11,32-46,50	36,04
3	Давление пластовое, МПа	3	9	11,60-12,90	12,18
4	Плотность, г/см³	3	9	0,827-0,901	0,867
5	Вязкость, мПа×с	3	9	7,49-15,18	13,09
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	9	1,042-1,150	1,105
7	Пластовая температура, °С	3	9	42,20-44,60	43,82

3.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа

Всего по месторождению Морское, включая блок Огайское, было исследовано 146 проб газа из 34 скважин.

Западный блок

Компонентный состав растворённого газа Западного блока изучен по 35 пробам, полученным после однократного разгазирования глубинных проб нефти, отобранных из горизонтов К1а1, К1а и К1пс (табл. 2.3.3).

Нефтяной газ метанового типа, основными компонентами которого являются метан, этан, бутаны и углекислый газ. В составе газа сероводород обнаружен не был.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь К1а1з 1 представлена исследованиями 12 проб нефтяного газа из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М, 60-3М. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана в среднем 95,80 % мольн., этана – 0,32 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,27 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в

среднем 0,31 % мольн. и азота – 3,16 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,584.

Среднеальбский горизонт, пачка 2. Залежь K_{1al2} 2 охарактеризована результатами исследований 12 проб растворённого газа из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М, 83-3М.

Газ - «сухой» с содержанием метана в среднем 96,56 % мольн., этана – 0,73 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,69 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,35 % мольн. и азота – 1,44 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,580.

Нижнеальбский горизонт K_{1al1} , пачка 3. Залежь K_{1al1} 3 представлена 3 исследованиями проб газа из скважин 19-3М и 59-3М.

Газ является «полусухим» с содержанием метана в среднем 92,87 % мольн., этана – 3,04 % мольн., пропан-бутановых фракций – 2,00 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,59 % мольн. и азота – 0,86 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,619.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена двумя исследованиями растворённого газа из скважин 19-3М и 59-3М.

Газ «полусухой» с содержанием метана в среднем 92,72 % мольн., этана – 2,41 % мольн., пропан-бутановых фракций – 1,06 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,43 % мольн. и азота – 3,07 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,604.

Неокомский горизонт. Залежи K_{1nc} 1-А, K_{1nc} 3-А, K_{1nc} 5, K_{1nc} 6. Всего исследовано шесть проб, полученных при однократном разгазировании глубинных пробы нефти из скважины 19-3М, из которых пять проб признаны кондиционными, одна проба (глубина отбора – 1467,6 м) от 12-13.12.2012 г. отбракована из-за большого содержания азота и не учитывалась при усреднении.

Газ неокомского горизонта «полусухой» с содержанием метана в среднем 86,65 % мольн., этана – 1,41 % мольн., пропан-бутановых фракций – 5,28 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,42 % мольн. и азота – 3,06 % мольн. Относительная плотность газа - 0,714.

Нефтяной газ Западного блока метанового типа. Наиболее тяжёлым является газ залежи K_{1nc} 6. Практически все залежи Западного блока слабо освещены исследованиями растворённого газа.

Восточный блок

Компонентный состав растворённого газа Восточного блока изучены по 48 пробам, полученным после однократного разгазирования глубинных проб нефти, отобранных из горизонтов K_{1a1} , K_{1a} и совместно из $K_{1a1} 3+K_{1a}$.

Альбский горизонт. Залежь $K_{1a1} 3$ представлена 11 исследованиями растворённого газа из скважин 11, 12, 21 и 35. Газ альбского горизонта «полусухой» с содержанием метана в среднем 87,94 % мольн., этана – 2,45 % мольн., пропан-бутановых фракций – 4,51 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,91 % мольн. и азота – 0,81 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,703.

Исследования 2 проб растворённого газа из скважины 10 в 2013 г. представляют совместно **залежи $K_{1a1} 3+K_{1a}$** .

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,33 % мольн., этана – 6,77 % мольн., пропан-бутановых фракций – 7,17 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,35 % мольн. и азота – 0,05 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,754.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена исследованиями 35 проб растворённого газа из 12 скважин 6, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35.

Результаты исследования 2 проб растворённого газа из скважины 21 от 29.06.2013 г. отбракованы из-за завышенного содержания азота и не учитывались при усреднении.

Газ аптской залежи «полусухой» с содержанием метана в среднем 90,88 % мольн., этана – 1,40 % мольн., пропан-бутановых фракций – 3,07 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,21 % мольн. и азота – 2,02 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,661.

Растворённый в нефти газ Восточного блока метанового типа с низким содержанием азота и углекислого газа. Исследований по определению сероводорода по не проводилось.

Блок Огайское

Компонентный состав растворённого газа по блоку Огайское изучен по 62 пробам газа однократного разгазирования (табл. 3.3.3).

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь $K_{1a1} 3 0$ описана результатами 12 исследований растворённого газа из скважин 50-Ог, 53-Ог, 185-Ог.

Газ «сухой» с содержанием метана в среднем 93,08 % мольн., этана – 0,48 % мольн., пропан-бутановых фракций – 0,22 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,09 % мольн. и азота – 3,76 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,603.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K_1al_3 1 описана результатами 14 исследований растворённого газа из скважин 33-Ог, 50-Ог и 80-Ог.

Газ «полусухой» с содержанием метана в среднем 92,92 % мольн., этана – 1,13 % мольн., пропан-бутановых фракций – 0,42 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 3,69 % мольн. и азота – 1,54 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,574.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K_1al_1 3 описана исследованиями 2 проб растворённого газа из скважины 30-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,59 % мольн., этана – 2,17 % мольн., пропан-бутановых фракций – 5,49 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,32 % мольн. и азота – 6,20 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,749.

Аптский горизонт. Залежь K_1a представлена исследованиями 15 проб растворённого газа из скважин 1-Ог, 31-Ог, 32-Ог, 50-Ог, 70-Ог, 74-Ог, 177-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,08 % мольн., этана – 3,34 % мольн., пропан-бутановых фракций – 8,28 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,53 % мольн. и азота – 1,23 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,787.

Первый неокомский горизонт. Залежь K_1nc_1 описана исследованиями 10 проб газа однократного разгазирования из скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог, 53-Ог и 1 пробой устьевого газа из скважины 72-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 74,30 % мольн., этана – 4,27 % мольн., пропан-бутановых фракций – 10,85 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 3,27 % мольн. и азота – 2,94 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,826.

Второй неокомский горизонт. Залежь K_1nc_2 описана исследованиями 8 проб из скважин 20-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 53-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 79,37 % мольн., этана – 3,05 % мольн., пропан-бутановых фракций – 7,22 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 7,02 % мольн. и азота – 0,30 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,792.

Исследования по определению сероводорода проводились по верхнеальбскому, аптскому и первому неокомскому продуктивным горизонтам. По результатам исследований сероводород был обнаружен только в пробах растворённого газа верхнеальбского горизонта и составил в среднем 0,48 % мольн.

3.3.4 Состав и свойства свободного газа

Состав и свойства свободного газа изучены по 2 пробам газа из скважин 56-3М и 58-3М Западного блока, отобранным в период 2013-2014 г.г.

По составу газ характеризуется как сухой, содержание углеводородных компонентов составляет 1,584 об. %, содержание метана – 95,65 об. %.

По неуглеводородным компонентам: содержание двуокиси углерода – 1,22 % об. или 0,283 % мольн.; содержание азота 2,5 об. % или 2,48 % мол.

Содержание сероводорода в пробе из скважины 56 не обнаружено, а в пробе из скважины 58 обнаружено незначительное количество - 1,247 мг/м³ или 0,00009 % мольн. и характеризуется как следы. Метилмеркаптанов и этилмеркаптанов не обнаружено.

Молекулярная масса газа составила, в среднем, 16,864 г/моль: по пробе из скважины 56 – 16,756 г/моль и 16,971 по пробе из скважины 58. Плотность по воздуху, в среднем, равна 0,583, сжимаемость – 0,998 д.ед (табл. 3.3.4).

Таблица 3.1.7 - Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %)

Залежь	Содержание компонентов, % мольные												Плотность, кг/м ³		Вязкость расчетная мПа*с
	угл. газ	азот	метан	этан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	гексан	гептан	октан	ст. усл.	относи- тельная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Западный блок															
K _{1al3} 1	0,10	3,19	94,92	0,53	0,09	0,05	0,17	0,16	0,20	0,33	0,23	0,03	-	0,597	
	0,23	5,13	93,52	0,46	0,10	0,03	0,10	0,10	0,09	0,18	0,06	-	-	0,593	
	0,18	6,00	93,20	0,44	0,03	0,00	0,02	0,03	0,01	0,04	0,03	-	-	0,587	
	0,39	1,50	97,67	0,30	0,02	0,00	0,01	0,02	0,01	0,02	0,06	0,01	-	0,569	
	1,41	-	97,57	0,33	0,16	0,07	0,09	0,06	0,05	0,08	0,1	0,00	-	-	
	0,18	1,57	97,28	0,33	0,31	0,13	0,10	0,08	0,01	0,010	-	-	-	0,573	
	0,19	1,63	97,16	0,33	0,34	0,14	0,13	0,08	0,01	0,003	-	-	-	0,574	
	0,19	1,38	95,69	0,41	0,17	0,12	0,32	0,30	0,30	0,63	0,39	0,10	-	0,611	
	0,29	2,09	97,24	0,27	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,05	0,02	0,01	-	0,570	
	0,35	0,99	97,61	0,32	0,21	0,15	0,13	0,05	0,02	0,08	0,08	0,02	-	0,580	
	0,05	5,89	93,72	0,09	0,02	0,001	0,01	0,002	0,002	0,010	0,2	-	-	0,586	
	0,16	5,44	94,02	0,08	0,01	0,002	0,01	0,003	0,004	0,002	-	-	-	0,581	
K _{1al2} 2	0,37	1,65	97,57	0,23	0,14	0,01	0,02	0,01	-	-	0,01	-	-	0,568	
	0,47	0,83	96,04	0,92	1,16	0,15	0,27	0,08	0,01	0,05	0,02	-	-	0,588	
	0,07	3,45	94,58	0,87	0,33	0,13	0,12	0,17	0,04	0,18	0,06	-	-	0,591	
	0,17	3,06	94,44	0,95	0,75	0,14	0,12	0,09	0,06	0,17	0,07	0,01	-	0,593	
	0,67	1,37	94,12	1,27	1,68	0,15	0,36	0,10	0,05	0,15	0,06	-	-	0,605	
	0,37	0,32	97,95	0,81	0,16	0,13	0,06	0,09	0,02	0,06	0,04	0,00	-	0,572	
	0,30	4,25	95,13	0,17	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,05	0,03	0,01	-	0,580	
	0,34	0,53	98,32	0,37	0,03	0,14	0,04	0,07	0,02	0,06	0,06	0,02	-	0,570	
	0,52	0,39	98,00	0,48	0,20	0,19	0,06	0,10	0,01	0,05	0,02	-	-	0,573	
	0,59	0,22	97,90	0,53	0,21	0,22	0,08	0,11	0,03	0,07	0,04	-	-	0,576	
	0,37	0,75	95,28	2,14	0,78	0,29	0,15	0,08	0,02	0,09	0,03	0,01	-	0,591	
	-	0,48	99,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,555	
K _{1al1} 3	0,62	0,68	91,64	5,24	0,86	0,59	0,11	0,14	0,02	0,06	0,05	-	-	0,613	
	0,64	1,15	93,48	1,77	0,62	0,95	0,13	0,33	0,12	0,44	0,36	0,03	-	0,625	
	0,52	0,74	93,48	2,12	0,61	1,98	0,14	0,11	0,01	0,20	0,10	0,01	-	0,620	
K _{1a}	0,48	5,17	93,03	0,54	0,14	0,30	0,04	0,07	0,04	0,11	0,08	-	-	0,597	
	0,38	0,97	92,41	4,27	0,91	0,62	0,11	0,14	0,02	0,08	0,05	0,02	-	0,610	
K _{1nc} 1	0,65	2,43	95,78	0,47	0,14	0,28	0,03	0,08	0,02	0,06	0,06	0,01	-	0,585	
K _{1nc} 3	0,46	4,12	92,14	0,99	0,40	0,80	0,06	0,29	0,03	0,35	0,26	0,11	-	0,621	

К _{ис} 5	0,49	5,93	85,26	1,29	1,10	2,11	0,53	1,42	0,33	1,09	0,41	0,04	-	0,711	
	0,40	2,10	85,38	1,85	1,85	3,09	0,89	1,98	0,52	1,44	0,50	0,01	-	0,748	
К _{ис} 6	0,11	1,68	73,37	2,94	4,77	3,96	5,89	3,01	2,42	1,63	0,23	-	-	0,921	
Восточный блок															
К _{1al1} 3-3	1,99	1,36	86,77	0,58	0,94	3,43	0,53	1,00	0,32	1,77	0,74	0,60	-	0,754	
	2,08	0,36	87,38	0,53	0,96	3,57	0,57	1,03	0,37	1,80	0,76	0,59	-	0,757	
	1,89	2,36	86,15	0,63	0,91	3,29	0,48	0,97	0,27	1,74	0,71	0,60	-	0,752	
	0,18	-	92,07	2,34	1,50	1,91	0,72	0,86	0,17	0,25	-	-	-	0,650	
	3,47	0,71	87,56	1,88	2,45	2,08	0,34	0,51	0,10	0,52	0,32	0,06	-	0,694	
	3,51	0,73	87,44	1,85	2,41	2,12	0,37	0,56	0,13	0,50	0,33	0,05	-	0,698	
	3,81	0,33	88,13	1,91	1,13	2,45	0,43	0,66	0,17	0,68	0,31	-	-	0,696	
	2,01	0,33	88,72	3,62	1,49	1,62	0,69	0,60	0,30	0,45	0,17	-	-	0,674	
	1,74	0,23	89,62	3,43	1,32	1,42	0,65	0,55	0,33	0,51	0,19	-	-	0,667	
	0,22	0,78	90,20	3,41	1,35	1,45	0,64	0,59	0,36	0,69	0,28	0,02	-	0,663	
К _{1al1} 3-3+К _{1a}	0,38	0,95	83,32	6,77	2,63	2,79	0,98	0,82	0,39	0,65	0,30	0,01	-	0,724	
	2,44	0,03	81,29	6,72	3,02	3,04	1,07	0,86	0,34	0,60	0,58	0,01	-	0,754	
	2,25	0,06	81,36	6,82	3,11	3,00	1,10	0,80	0,33	0,61	0,26	0,01	-	0,754	
К _{1a}	3,90	0,15	90,62	2,15	0,65	1,35	0,40	0,47	0,06	-	-	-	-	0,623	
	0,44	2,09	92,42	1,51	0,55	1,57	0,37	0,52	0,16	0,31	0,06	0,00	-	0,640	
	0,31	1,46	94,29	0,98	0,28	1,14	0,26	0,46	0,16	0,52	0,12	0,00	-	0,625	
	0,49	2,94	89,99	2,26	1,09	1,53	0,50	0,43	0,19	0,32	0,08	0,03	-	0,662	
	0,52	2,56	90,84	1,89	0,95	1,71	0,35	0,43	0,13	0,33	0,09	0,04	-	0,658	
	1,62	0,48	96,80	0,31	0,18	0,26	0,08	0,08	0,08	0,10	0,06	-	-	0,580	
	1,44	0,45	96,98	0,31	0,18	0,25	0,08	0,08	0,04	0,12	0,07	-	-	0,580	
	6,79	1,53	84,60	1,38	1,66	0,39	1,03	0,94	0,48	0,75	0,22	0,23	-	0,701	
	5,03	1,48	89,02	0,92	0,79	0,26	0,49	0,67	0,24	0,65	0,27	0,18	-	0,663	
	6,80	1,54	81,15	1,50	1,83	3,08	1,12	1,00	0,57	0,83	0,28	0,30	-	0,754	
	0,22	1,85	89,93	1,48	2,38	2,04	0,48	0,61	0,19	0,53	0,23	0,06	-	0,667	
	0,22	2,49	86,14	1,91	2,59	3,75	0,81	0,93	0,26	0,65	0,21	0,04	-	0,727	
	2,67	0,94	91,60	0,61	0,54	1,47	0,41	0,62	0,21	0,65	0,28	0,01	-	0,649	
	2,54	0,87	91,73	0,61	0,54	1,50	0,40	0,67	0,22	0,62	0,30	-	-	0,646	
	1,06	0,99	89,69	2,11	1,81	2,66	0,51	0,45	0,16	0,38	0,14	-	-	0,806	
К _{1a}	0,27	1,06	91,65	1,55	1,51	2,40	0,39	0,44	0,14	0,41	0,14	0,01	-	0,790	
	0,44	1,34	91,97	1,52	1,22	2,00	0,34	0,43	0,13	0,40	0,17	0,04	-	0,649	
	4,67	0,93	88,31	1,41	1,01	2,00	0,50	0,52	0,20	0,30	0,15	0,03	-	0,665	
	4,63	0,34	86,86	0,75	1,22	3,51	0,70	0,89	0,28	0,72	0,07	0,02	-	0,702	
	5,39	0,40	88,76	0,53	0,77	2,09	0,49	0,54	0,25	0,52	0,26	0,02	-	0,663	

	4,32	0,42	84,77	1,82	1,43	2,74	1,30	1,50	0,58	0,89	0,23	0,01	-	0,727	
	5,66	0,40	85,19	1,03	1,13	2,54	1,15	1,38	0,51	0,82	0,20	0,00	-	0,714	
	0,54	1,11	93,94	1,33	0,34	1,48	0,25	0,38	0,12	0,37	0,15	-	-	0,625	
	0,42	1,10	94,77	0,99	0,39	1,14	0,24	0,34	0,13	0,32	0,15	-	-	0,616	
	0,41	1,10	91,26	1,94	0,35	2,83	0,41	0,59	0,20	0,60	0,29	0,02	-	0,665	
	1,82	1,09	92,39	1,83	0,72	0,93	0,37	0,39	0,22	0,17	0,05	0,03	-	0,627	
	1,53	1,50	91,79	2,44	0,81	0,80	0,35	0,29	0,19	0,19	0,07	0,03	-	0,632	
	1,31	0,54	93,28	1,09	0,62	1,93	0,21	0,35	0,11	0,38	0,16	0,02	-	0,635	
	1,76	0,42	92,64	1,28	0,48	1,39	0,46	0,64	0,27	0,52	0,13	0,00	-	0,645	
	1,63	0,36	93,27	1,26	0,43	1,34	0,37	0,57	0,20	0,45	0,13	0,00	-	0,636	
	0,90	0,73	95,43	1,47	0,27	0,60	0,12	0,17	0,04	0,19	0,07	0,00	-	0,645	
	0,86	0,38	95,71	1,83	0,27	0,48	0,11	0,14	0,05	0,13	0,05	0,00	-	0,636	
	0,73	0,07	91,18	2,17	0,73	3,16	0,39	0,60	0,16	0,55	0,25	0,02	-	0,666	
Блок Огайское															
K_{1al3} 0	2,67	2,87	94,13	0,23	0,05	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	-	-	0,595	
	2,51	4,34	92,84	0,23	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-	-	-	0,599	
	2,70	2,62	93,54	0,72	0,30	0,02	0,01	0,02	0,02	0,06	0,01	-	-	0,601	
	2,29	3,23	93,49	0,56	0,28	0,04	0,02	0,02	0,02	0,05	0,01	-	-	0,599	
	3,66	4,54	91,00	0,55	0,05	0,01	0,01	0,02	0,01	0,04	0,04	-	-	0,615	
	1,33	3,60	93,35	0,66	0,23	0,08	0,14	0,12	0,12	0,25	0,12	-	-	0,604	
	0,23	5,04	93,99	0,42	0,06	0,02	0,05	0,04	0,03	0,08	0,04	0,01	-	0,586	
	4,26	3,39	91,44	0,54	0,11	0,03	0,03	0,05	0,02	0,07	0,05	-	-	0,619	
	0,09	4,39	92,37	0,68	0,28	0,09	0,31	0,33	0,45	0,82	0,18	-	-	0,624	
	0,47	4,35	94,02	0,53	0,09	0,02	0,05	0,07	0,08	0,19	0,12	-	-	0,592	
	2,29	3,67	93,16	0,35	0,07	0,03	0,05	0,07	0,07	0,13	0,05	0,06	-	0,603	
	2,59	3,13	93,64	0,29	0,04	0,01	0,02	0,03	0,03	0,19	0,03	0,01	-	0,601	
K_{1al3} 1	2,64	1,26	94,19	0,85	0,73	0,09	0,04	0,07	0,03	0,03	0,06	0,01	-	0,603	
	2,83	1,12	94,30	0,68	0,77	0,08	0,03	0,05	0,02	0,05	0,07	0,01	-	0,604	
	2,62	0,83	94,53	0,93	0,82	0,04	0,03	0,04	0,02	0,05	0,07	0,02	-	0,602	
	2,54	0,81	94,57	1,00	0,71	0,10	0,04	0,06	0,03	0,04	0,07	0,02	-	0,062	
K_{1al3} 1	8,66	5,17	85,65	0,24	0,00	0,01	0,04	0,05	0,02	0,03	0,02	-	-	0,665	
	6,07	4,35	88,53	0,15	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-	-	0,639	
	3,40	0,39	95,15	0,95	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,02	-	-	0,596	
	4,00	0,25	94,42	1,21	0,03	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	-	-	0,603	
	4,44	0,43	92,98	1,83	0,08	0,02	0,04	0,05	0,03	0,06	0,05	0,01	-	0,614	
	3,88	0,65	93,51	1,25	0,17	0,02	0,05	0,06	0,07	0,18	0,14	0,03	-	0,615	
	3,01	0,79	94,73	0,77	0,53	0,03	0,01	0,02	0,01	0,04	0,06	0,01	-	0,600	

K _{1a1} 3	2,80	0,77	94,65	0,75	0,02	0,06	0,15	0,16	0,15	0,27	0,19	0,04	-	0,610	
	3,82	3,16	89,12	3,30	0,13	0,06	0,04	0,08	0,03	0,16	0,10	0,00	-	0,632	
	0,91	1,55	94,48	1,91	0,54	0,10	0,21	0,08	0,07	0,11	0,04	0,01	-	0,596	
	1,34	5,59	82,27	2,14	2,15	1,10	2,20	1,07	0,69	0,86	0,54	0,06	-	0,745	
	1,30	6,80	80,91	2,20	2,23	1,08	2,21	1,07	0,68	0,91	0,55	0,06	-	0,752	
K _{1a}	8,55	3,06	63,85	6,29	2,24	4,72	2,78	2,56	1,66	2,66	1,22	0,32	-	1,101	
	3,41	0,80	85,41	2,29	2,09	2,53	1,09	0,81	0,39	0,76	0,36	0,06	-	0,734	
	3,45	0,75	83,86	2,36	2,29	2,93	1,31	1,05	0,52	1,00	0,42	0,06	-	0,761	
	1,93	0,55	81,68	3,32	4,70	1,85	2,23	1,37	0,94	1,03	0,32	0,07	-	0,778	
	1,83	0,73	84,32	2,98	3,98	1,54	1,80	1,08	0,73	0,76	0,22	0,03	-	0,738	
	0,77	4,04	78,25	2,05	4,81	2,26	3,38	1,78	1,25	1,14	0,25	0,01	-	0,814	
	0,72	5,17	77,89	1,87	4,57	2,19	3,27	1,74	1,19	1,12	0,23	0,01	-	0,808	
	3,17	0,33	83,29	3,92	3,31	1,82	1,61	1,00	0,58	0,72	0,21	0,02	-	0,743	
	2,54	0,22	82,21	3,79	3,99	1,57	2,53	1,30	0,97	0,77	0,11	0,00	-	0,764	
	2,41	0,43	82,25	3,72	3,82	1,52	2,47	1,32	1,02	0,91	0,12	0,00	-	0,765	
	1,77	0,22	91,33	2,09	1,40	1,18	0,71	0,47	0,33	0,49	-	-	-	0,654	
	1,43	0,60	79,25	3,43	5,21	2,69	3,47	1,59	1,13	0,90	0,29	0,02	-	0,813	
	1,97	0,91	77,85	3,51	5,29	2,72	3,51	1,63	1,18	1,04	0,37	0,01	-	0,829	
	1,91	0,25	83,93	3,88	3,74	1,76	2,06	1,01	0,69	0,58	0,19	0,02	-	0,770	
	2,12	0,36	80,89	4,62	4,70	2,15	2,44	1,13	0,76	0,61	0,21	0,02	-	0,783	
K _{1nc} 1	1,53	0,84	87,43	2,49	3,48	1,04	1,30	1,05	0,35	0,50	-	-	-	0,697	
	7,65	0,37	83,82	1,86	1,25	2,09	0,38	0,59	0,55	0,94	0,47	0,01	-	0,741	
	2,59	6,99	71,01	4,10	5,60	2,89	2,97	1,57	0,97	0,98	0,29	0,02	-	0,852	
	1,26	5,43	68,23	5,06	7,35	2,88	4,70	2,14	1,56	0,23	0,00	0,00	-	-	
	1,62	5,21	63,96	5,66	8,61	3,22	5,11	2,22	1,62	1,26	1,50	0,01	-	-	
	1,57	6,52	81,48	1,19	1,82	1,50	2,01	1,30	1,04	1,26	0,30	0,02	-	0,762	
	1,58	6,21	80,82	1,04	1,99	1,50	2,34	1,61	1,19	1,34	0,35	0,02	-	0,773	
K _{1nc} 1	3,53	0,24	77,51	4,44	5,08	1,93	3,11	1,60	1,21	1,11	0,22	0,01	-	0,823	
	3,17	0,17	78,58	4,34	4,96	1,84	3,04	0,54	1,17	1,01	0,17	0,00	-	0,810	
	5,74	0,09	62,69	8,59	8,92	3,60	4,74	2,49	1,61	1,30	0,21	0,00	-	0,982	
	5,76	0,29	61,77	8,21	10,19	3,40	4,53	2,47	1,64	1,51	0,21	0,01	-	0,993	
K _{1nc} 2	4,21	0,18	78,61	4,30	4,62	1,83	2,73	1,73	1,01	0,92	0,19	-	-	0,800	
	3,14	0,05	79,84	4,63	4,14	2,52	2,12	1,42	0,79	0,99	0,34	-	-	0,793	
	2,76	0,81	81,71	4,03	3,87	2,11	1,88	1,00	0,65	0,82	0,33	0,03	-	0,764	
	3,37	0,35	80,05	4,32	4,21	2,15	2,24	1,38	0,82	0,91	0,29	0,03	-	0,786	
	6,96	0,44	79,14	3,01	3,87	2,09	1,32	1,09	0,58	1,06	0,41	0,02	-	0,796	
	7,25	0,35	79,33	2,94	3,88	1,96	1,24	1,03	0,55	1,03	0,41	0,04	-	0,792	

	7,11	0,40	79,24	2,98	3,88	2,03	1,28	1,06	0,57	1,05	0,41	0,03	-	0,794	
	9,98	0,17	80,61	1,61	1,88	3,51	0,62	0,83	0,24	0,75	0,24	0,00	-	0,777	
	11,00	0,20	77,41	1,81	1,17	3,53	0,79	0,89	0,30	0,77	0,28	0,02	-	0,812	
	10,49	0,19	79,01	1,71	1,53	3,42	0,71	0,86	0,27	0,76	0,26	0,02	-	0,795	
	10,82	0,19	78,30	2,08	2,29	3,31	0,73	0,98	0,30	0,87	0,11	0,02	-	0,801	
	7,95	0,28	79,15	2,77	2,98	2,73	1,24	1,07	0,49	0,90	0,27	0,03	-	0,794	

Таблица 3.8 - Компонентный состав свободного газа

Залежь	Содержание компонентов, в % об.												Плотность, кг/м ³		Вязкость расчетная мПа*с
	угл. газ	азот	метан	этан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	гексан	гептан	октан	ст. усл.	относи- тельная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Западный блок															
К _{1а}	2,27	2,30	95,98	0,51	0,12	0,27	0,02	0,04	0,01	0,33	0,04	0,00	-	0,586	-
	0,17	2,70	95,32	1,55	0,13	0,07	0,01	0,02	0,00	0,03	0,02	0,00	-	0,579	-

3.3.5 Состав пластовых вод

Месторождение Морское, включая блок Огайское находится в пределах Прикаспийского гидрогеологического бассейна и приурочено к Южно-Эмбинскому району.

Минерализация вод **четвертичных отложений** высокая.

Минерализация **палеогенского горизонта** определена по одной пробе со скважины 113-Ог Огайского блока и составляет 116,5 г/л, по классификации относится к рассолам хлоркальциевого типа, характеризуется общей жесткостью 1791,34 мг-экв.

Из **альбского горизонта** отобрано 36 проб воды и 7 проб совместно с аптскими горизонтами, в котором плотность составляет от 1,087 г/см³ до 1,159 г/см³. Подземные воды по классификации В.А.Сулина имеют хлоркальциевый тип, слабо сульфатные. Минерализация подземных вод альбского горизонта колеблется от 121,1 до 193,3 г/л и с общей жесткостью - 247-528мг-экв/л.

Из **аптского горизонта** отобраны 47 проб и 7 проб совместно с альбскими горизонтами. Подземные воды по классификации В. А. Сулина по химическому составу являются рассолами хлоркальциевого типа, слабо сульфатные, плотностью 1,089-1,129г/см³ с минерализацией от 121,1 до 210,9 г/л и характеризуется колебаниями общей жесткости от 247 до 740 мг-экв/л.

Воды **неокомских горизонтов** изучены по 11 пробам. Минерализация подземных вод колеблется в широком диапазоне 133,3 - 236 г/л при колебаниях плотности 1,094-1,161 г/см³, характеризуется общей жесткостью, которая колеблется 348-648 мг-экв/л. По классификации В.А.Сулина относится к рассолам хлоркальциевого типа.

Подземные воды **верхнеюрского горизонта** изучены по анализу одной пробы воды из скважины 1 (Восточный блок). Подземные воды характеризуются плотностью 1,13 г/см³. Минерализация составляет 166,2 г/л, по классификации В.А.Сулина относится к рассолам хлоркальциевого типа. Общая жесткость юрских вод обусловлена суммарным содержанием Ca²⁺ и Mg²⁺ и исходя из значений данных компонентов, является очень жесткой.

Подземные воды **среднеюрских отложений** охарактеризованы одной пробой со скважины 65, определены только плотность равная 1,1655 г/см³ и минерализация - 252,1 г/л.

Таблица 3.9 – Характеристика пластовой воды и содержания ионов и примесей по залежам

Горизонт	Характеристика и содержание	По состоянию на 01.01.2022			
		Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб		
1	2	3	4	5	6
Восточный блок					

K _{1al3} 1-3	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,122
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	187,6
	Водородный показатель (pH)		-	-	-	6,33
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	500
	Тип воды					ХК
	Содержание железа, мг/л		-	-	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	0,04
		Брома	-	-	-	11,08
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	3258,0
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	отс
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	5,4
Ca ²⁺		1	1	270-285	265	
Mg ²⁺		1	1	170-175	235	
Na ⁺ + K ⁺		1	1	2921,1-2940,7	2763,4	
K _{1al3} 3-3	Плотность, кг/см ³		4	14	1,099-1,131	1,115
	Общая минерализация, г/л		4	14	147,0-192,7	167,1
	Водородный показатель (pH)		4	14	5,91-7,90	6,61
	Общая жесткость, мг-экв/л		4	14	205-520	426
	Тип воды		4	14	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		4	14	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	4	13	0,03-2,54	0,47
		Брома	4	13	0,66-20,3	9,0
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	4	14	2539,7-3348,5	2871,5
		SO ₄ ²⁻	4	14	0,77-3,94	3,0
		HCO ₃ ⁻	4	14	1,4-11,0	4,6
		Ca ²⁺	4	14	67,9-280,0	235,4
		Mg ²⁺	4	14	96,3-265,0	190,8
		Na ⁺ + K ⁺	4	14	2195,8-2845,8	2456,7
K _{1al1} 3-1	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,119
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	168,1
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,75
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	400
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	-
		Брома	1	1	-	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2906
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	0,98
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	4,2
		Ca ²⁺	1	1	-	270
		Mg ²⁺	1	1	-	130
Na ⁺ + K ⁺		1	1	-	2511,2	
K _{1a}	Плотность, кг/см ³		14	47	1,114-1,143	1,127
	Общая минерализация, г/л		14	47	148,2-210,9	180,6
	Водородный показатель (pH)		14	47	5,33-7,78	6,76
	Общая жесткость, мг-экв/л		14	47	362-740	468
	Тип воды		14	47	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		14	47	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	14	47	0,03-12,84	2,6
		Брома	14	47	0,09-231,6	39,4
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	14	47	2570,7-3653,0	3030,4
SO ₄ ²⁻		14	47	0,7-3,73	1,7	
K _{1a}	Содержание ионов, мг-экв/л	HCO ₃ ⁻	14	47	0,2-7,4	3,7
		Ca ²⁺	14	47	142,9-560,0	263,1
		Mg ²⁺	14	47	140,0-392,4	204,0
		Na ⁺ + K ⁺	14	47		2670,1
K _{1a} +K _{1al1} 3-2	Плотность, кг/см ³		2	2	1,116-1,128	1,122
	Общая минерализация, г/л		2	2	151,9-163,5	157,7
	Водородный показатель (pH)		2	2	7,44-7,58	7,51
	Общая жесткость, мг-экв/л		2	2	377-383	380

	Тип воды		2	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		2	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	1	-	12,78
		Брома	2	1	-	216,1
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	2	2627,7-2833	2730,4
		SO ₄ ²⁻	2	2	0,6-0,8	0,7
		HCO ₃ ⁻	2	2	2,5-3,7	3,1
		Ca ²⁺	2	2	193,1-231,2	212,2
		Mg ²⁺	2	2	146,1-189,8	168,0
	Na ⁺ + K ⁺	2	2	2260,1-2459	2359,6	
K _{1a} +K _{1a1} 3-3	Плотность, кг/см ³		2	3	1,117-1,130	1,124
	Общая минерализация, г/л		2	3	169,5-170,3	169,9
	Водородный показатель (pH)		2	3	6,99-7,04	7,02
	Общая жесткость, мг-экв/л		2	3	337-480	409
	Тип воды		2	3	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		2	3	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	3	-	11,69
		Брома	2	3	-	220,7
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	3	2932,6-2947,3	2940,0
		SO ₄ ²⁻	2	3	отс-2,2	1,1
		HCO ₃ ⁻	2	3	2,8-6,6	4,7
		Ca ²⁺	2	3	206,7-280	243,4
		Mg ²⁺	2	3	130,7-200,0	165,4
		Na ⁺ + K ⁺	2	3	2470,0-2609,2	2539,6
K _{1a} +K _{1a1}	Плотность, кг/см ³		2	2	1,116-1,124	1,120
	Общая минерализация, г/л		2	2	155,3-181,4	168,4
	Водородный показатель (pH)		2	2	6,88-7,22	7,05
	Общая жесткость, мг-экв/л		2	2	375-520	448
	Тип воды		2	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		2	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	2	-	-
		Брома	2	2	-	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	2	2684,1-3167,8	2926,0
		SO ₄ ²⁻	2	2	отс-0,5	0,25
		HCO ₃ ⁻	2	2	4,9-7,0	6,0
		Ca ²⁺	2	2	229,8-240,0	234,9
		Mg ²⁺	2	2	145,3-280,0	212,7
		Na ⁺ + K ⁺	2	2	2319,6-2644,8	2482,2
K _{1nc}	Плотность, кг/см ³		1	3	1,094-1,161	1,131
	Общая минерализация, г/л		1	3	133,3-236,0	182,2
	Водородный показатель (pH)		1	3	4,7-7,8	6,2
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	3	432,1-648,0	561
	Тип воды		1	3	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	3	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	3,28
		Брома	1	1	-	н/о
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	3	2249,1-4066,2	3137,3
		SO ₄ ²⁻	1	3	2,4-29	18,7
		HCO ₃ ⁻	1	3	2,9-3,7	3,2
K _{1nc}	Содержание ионов, мг-экв/л	Ca ²⁺	1	3	288,0-325,7	301
		Mg ²⁺	1	3	106,4-360,1	260
		Na ⁺ + K ⁺	1	3	1913,6-3502,1	2623,2
J ₃	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,130
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	166,2
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	-
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	492
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	-	-	-	-
		Брома	-	-	-	-

	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2898,4
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	21,4
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	2,65
		Ca ²⁺	1	1	-	0,38
		Mg ²⁺	1	1	-	492,1
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	2365
Западный блок						
K1a1з 1-1	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,159
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	119,2
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,4
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	397
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	3	4	0,2-12,65	5,3
		Брома	3	4	5,85-217,8	105,4
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2080,5
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	1,8
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	2,6
		Ca ²⁺	1	1	-	193
		Mg ²⁺	1	1	-	204
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	1688
K1a1з 1-2	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,097
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	141,1
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,8
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	372
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	3	4	0,07-13,55	4,2
		Брома	3	4	3,76-329,6	143,9
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2444
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	-
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	2,2
		Ca ²⁺	1	1	-	240,5
		Mg ²⁺	1	1	-	131,8
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	2078,5
K1a1з 1-3	Плотность, кг/см ³		2	2	1,152-1,159	1,156
	Общая минерализация, г/л		2	2	119,2-193,3	156,3
	Водородный показатель (pH)		2	2	6,0-6,4	6,2
	Общая жесткость, мг-экв/л		2	2	321-397	359
	Тип воды		2	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		2	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	0,57
		Брома	1	1	-	20,1
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	2	2080,5-3342,0	2711,3
		SO ₄ ²⁻	2	2	0,3-1,8	1,1
		HCO ₃ ⁻	2	2	2,0-2,6	2,3
	K1a1з 1-3	Содержание ионов, мг-экв/л	Ca ²⁺	2	2	153,6-193,0
Mg ²⁺			2	2	167,6-204,0	185,8
Na ⁺ + K ⁺			2	2	1688,0-3023,3	2355,7
K1a1з 2-1	Плотность, кг/см ³		3	4	1,091-1,099	1,096
	Общая минерализация, г/л		3	4	121,9-145,5	132,0
	Водородный показатель (pH)		3	4	6,2-7,8	7,1
	Общая жесткость, мг-экв/л		3	4	369-446	409,3
	Тип воды		3	4	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		3	4	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	2	9,7-13,8	11,8
		Брома	2	2	205,4-224,6	215,0
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	3	4	2124,0-2501,1	2285,2
		SO ₄ ²⁻	3	4	отс-12,6	3,3
		HCO ₃ ⁻	3	4	1,3-6,03	3,9

		Ca ²⁺	3	4	179,4-260,5	209
		Mg ²⁺	3	4	172,3-267,3	200,4
		Na ⁺ + K ⁺	3	4	1684,0-2048,8	1879,4
K _{1al2} 2-4	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,099
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	148,7
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,12
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	372
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	1,05
		Брома	1	1	-	33,93
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2574,3
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	отс
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	2,6
		Ca ²⁺	1	1	-	235,5
		Mg ²⁺	1	1	-	136,8
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	2209,9
K _{1al3} 3-3	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,092
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	123,1
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,62
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	322
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	9,13
		Брома	1	1	-	190,2
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2124
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	0,4
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	11,3
		Ca ²⁺	1	1	-	185
		Mg ²⁺	1	1	-	137
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	1815
K _{1al3} 1-1+ K _{1al3} 1-2	Плотность, кг/см ³		1	2	1,097-1,097	1,097
	Общая минерализация, г/л		1	2	144,9-144,9	144,9
	Водородный показатель (pH)		1	2	6,90-6,99	6,95
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	2	525-528	526,5
	Тип воды		1	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	2	-	-
		Брома	1	2	-	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	2	2523,4-2526,2	2524,8
		SO ₄ ²⁻	1	2	4,8-4,8	4,8
		HCO ₃ ⁻	1	2	2,0-2,5	2,3
K _{1al3} 1-1+ K _{1al3} 1-2	Содержание ионов, мг-экв/л	Ca ²⁺	1	2	310,0-310,6	310,3
		Mg ²⁺	1	2	215,0-217,8	216,4
		Na ⁺ + K ⁺	1	2	2008-2008	2008
K _{1al3} 1-3 + K _{1al2} 2-1	Плотность, кг/см ³		1	2	1,095-1,099	1,097
	Общая минерализация, г/л		1	2	132,3-140,1	136,2
	Водородный показатель (pH)		1	2	5,9-7,6	6,8
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	2	403-453	428
	Тип воды		1	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	2	-	8,14
		Брома	1	2	-	341,1
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	2	2299,7-2437,8	2368,8
		SO ₄ ²⁻	1	2	отс-0,8	0,4
		HCO ₃ ⁻	1	2	1,1-1,9	1,5
		Ca ²⁺	1	2	248,3-280,6	264,5
		Mg ²⁺	1	2	154,8-172,3	163,6
		Na ⁺ + K ⁺	1	2	1903,4-1992,7	1948,1
K _{1inc} 3-A	Плотность, кг/см ³		2	3	1,107-1,147	1,129

	Общая минерализация, г/л		2	3	139,0-206,8	172,2
	Водородный показатель (pH)		2	3	6,0-7,7	6,6
	Общая жесткость, мг-экв/л		2	3	348-423	379
	Тип воды		2	3	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		2	3	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	2	0,27-3,95	7,1
		Брома	1	2	4,93-219,1	112,0
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	3	2406,4-3574,8	2987,7
		SO ₄ ²⁻	2	3	отс-1,2	0,5
		HCO ₃ ⁻	2	3	0,8-2,7	1,9
		Ca ²⁺	2	3	58,0-260,5	183,5
Mg ²⁺		2	3	133,2-290,0	195,1	
	Na ⁺ + K ⁺	2	3	2049,4-3159,4	2615,3	
К _{1a} +K _{1nc} 1-A	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,125
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	158,3
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,6
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	321
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	11,2
		Брома	1	1	-	205,4
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2756,7
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	0,15
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	2,65
		Ca ²⁺	1	1	-	49,89
		Mg ²⁺	1	1	-	270,82
Na ⁺ + K ⁺		1	1	-	2438,78	
Блок Огайское						
К _{1a13} 0-1	Плотность, кг/см ³		2	2	1,097-1,105	1,101
	Общая минерализация, г/л		2	2	127,8-157,3	142,6
	Водородный показатель (pH)		2	2	6,73-6,80	6,77
	Общая жесткость, мг-экв/л		2	2	374,6-495,0	434,8
	Тип воды		2	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		2	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	2	0,25-10,26	5,26
		Брома	2	2	6,01-203,70	104,86
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	2	1512,0-2736,8	2124,4
SO ₄ ²⁻		2	2	0,32-1,04	0,68	
К _{1a13} 0-1	Содержание ионов, мг-экв/л	HCO ₃ ⁻	2	2	3,82-4,20	4,01
		Ca ²⁺	2	2	227,7-280,0	253,8
		Mg ²⁺	2	2	146,9-215,0	180,9
		Na ⁺ + K ⁺	2	2	1848,9-2247,0	2047,9
К _{1a13} 1-2	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,093
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	121,1
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,8
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	371,9
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	11,1
		Брома	1	1	-	200,1
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2097,63
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	0,22
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	5,87
		Ca ²⁺	1	1	-	255,2
		Mg ²⁺	1	1	-	116,0
Na ⁺ + K ⁺		1	1	-	1731,86	
К _{1a13} 3-3		Плотность, кг/см ³		1	1	-
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	184,9
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	6,0
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	413,0

	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	3202
		SO ₄ ²⁻	1	1	0,4
		HCO ₃ ⁻	1	1	3,4
		Ca ²⁺	1	1	171
		Mg ²⁺	1	1	242
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	2793
К _{1а}	Плотность, кг/см ³	2	3	1,089-1,131	1,116
	Общая минерализация, г/л	2	3	129,3-187,6	166,5
	Водородный показатель (pH)	2	3	6,2-6,5	6,3
	Общая жесткость, мг-экв/л	2	3	470-540	394,4
	Тип воды	2	3	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	2	3	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	3	0,4-15,5
		Брома	2	3	0,92-203,7
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	3	2254,3-3258,0
		SO ₄ ²⁻	2	3	отс-0,7
		HCO ₃ ⁻	2	3	2,0-6,2
		Ca ²⁺	2	3	260,0-353,9
		Mg ²⁺	2	3	186,3-212,8
		Na ⁺ + K ⁺	2	3	1720,9-2790,0
К _{1inc 2}	Плотность, кг/см ³	3	4	1,083-1,134	1,112
	Общая минерализация, г/л	3	4	115,4-170,1	150,4
	Водородный показатель (pH)	3	4	6,0-8,0	6,9
	Общая жесткость, мг-экв/л	3	4	267,0-515,9	348,5
	Тип воды	3	4	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	3	4	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	3	4	0,6-15,6
		Брома	3	4	0,6-223,9
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	3	4	1992,6-2929,8
		SO ₄ ²⁻	3	4	1,04-7,5
К _{1inc 2}	Содержание ионов, мг-экв/л	HCO ₃ ⁻	3	4	0,4-9,2
		Ca ²⁺	3	4	122,2-284,6
		Mg ²⁺	3	4	105,2-231,3
		Na ⁺ + K ⁺	3	4	1737,8-2597,5
К _{1inc 6}	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,152
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	223
	Водородный показатель (pH)	1	1	-	7,49
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	430
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	3846
		SO ₄ ²⁻	1	1	7,4
		HCO ₃ ⁻	1	1	0,8
		Ca ²⁺	1	1	280
		Mg ²⁺	1	1	150
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	3424,2
К _{1inc 1-A}	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,135
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	116,5
	Водородный показатель (pH)	1	1	-	7,6
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	314
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-

	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2965,9
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	2,3
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	1,3
		Ca ²⁺	1	1	-	178,9
		Mg ²⁺	1	1	-	135,5
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	2660,2
Pg	Плотность, кг/см ³		1	1	-	1,180
	Общая минерализация, г/л		1	1	-	116,5
	Водородный показатель (pH)		1	1	-	7,2
	Общая жесткость, мг-экв/л		1	1	-	1791
	Тип воды		1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л		1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-	8,12
		Брома	1	1	-	185,2
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	-	2015,9
		SO ₄ ²⁻	1	1	-	0,88
		HCO ₃ ⁻	1	1	-	6,19
		Ca ²⁺	1	1	-	265,9
		Mg ²⁺	1	1	-	99,7
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	1657,3

3.4 Запасы нефти и растворенного газа

В 2013 году на месторождениях Морское и Огайское выполнен пересчет запасов нефти и газа, запасы утверждены Протоколами ГКЗ РК от 11.07.2013 г. №1303-13-У и от 12.12.2013 г. №1363-13-У.

В 2015 году выполнен перевод запасов нефти, свободного газа и растворенного газа по месторождениям Морское и Огайское (Протокол ГКЗ РК от 03.07.2015 г. №1572-15-У и №1573-15-У).

В 2016 году выполнен совместный пересчет запасов нефти и газа месторождений Морское и Огайское, где месторождение Огайское учтено как блок месторождения Морское (Протокол от 05.05.2016 г. №1670-16-У).

В 2017 г. был выполнен «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.» запасы нефти и газа были утверждены Протоколом ГКЗ РК за № 1904-18-У от 03.03.2018 г.

В 2018 году выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское» (Протокол ГКЗ РК от 26.11.2019 г. №2120-19).

Числящиеся на Государственном балансе геологические / извлекаемые запасы нефти и газа составили:

всего по месторождению:

геологические / извлекаемые запасы нефти:

по категории В – 2661 / 974 тыс.т.;

по категориям В+С₁ – 30140 / 9878 тыс.т.;

по категории С₁ – 27479 / 8904 тыс.т.;

по категории С₂ – 5742 / 1357 тыс.т.;

геологические / извлекаемые запасы растворенного газа:

по категории В+С₁ – 775 / 251 млн.м³;

по категории С₂ – 165 / 38 млн.м³;

геологические / извлекаемые запасы свободного газа:

по категории С₁ – 92 / 72 млн.м³;

по категории С₂ – 88 / 70 млн.м³;

геологические / извлекаемые газа газовой шапки:

по категории С₁ – 146 / 115 млн.м³;

по категории С₂ – 45 / 34 млн.м³.

В таблицах 2.5.1 и 2.5.2 приведены утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и газа по состоянию на 01.01.2022 г.

Таблица 3.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Морское, включая блок Огайское

Горизонт	Продуктивный пласт	Участок	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс. м ³	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.	Плотность нефти, т/м ³	Пересчетный коэф., д.ед.	КИН, д.ед.	Начальные запасы нефти, тыс.т		Газосодержание, м ³ /т	Начальные запасы растворенного газа, млн.м ³	
													геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Блок Огайское																	
верхнеальбский	0-1	I	нв	C ₂	701	2,2	1542	0,32	0,65	0,966	0,976	0,243	302	73	7,33	2	1
		II	нв	C ₁	1704	4,9	8350	0,29	0,71	0,966	0,976	0,327	1621	530	7,33	12	4
			нв	C ₂	176	2,3	405	0,29	0,71	0,966	0,976	0,243	79	19	7,33	1	0
	всего по пласту 0-1				C ₁	1704		8350					1621	530		12	4
					C ₂	877		1947					381	92		3	1
	0-2	II	нв	C ₂	394	1,1	433	0,27	0,63	0,966	0,976	0,243	69	17	7,33	1	0
	всего по пласту 0-2				C ₂	394	1,1	433					69	17		1	0
	0-3	I	нв	C ₁	616	4,9	3018	0,33	0,60	0,966	0,976	0,327	563	184	7,33	4	1
			нв	C ₂	183	1,6	293	0,33	0,60	0,966	0,976	0,243	55	13	7,33	0	0
		II	нв	C ₁	1995	6,1	12170	0,30	0,68	0,966	0,976	0,327	2341	766	7,33	17	6
	всего по пласту 0-3				C ₁	2611		15188					2904	950		21	7
					C ₂	183		293					55	13		0	0
	1-1	I	н	C ₁	90	6,9	621	0,28	0,68	0,962	0,957	0,327	109	36	13,4	1	0
			нв		551	4,4	2424	0,29	0,57	0,962	0,957	0,327	369	121	13,4	5	2
			нв	C ₂	76	2,3	175	0,29	0,57	0,962	0,957	0,243	27	7	13,4	0	0
		II	н	C ₁	1153	6,1	7033	0,27	0,66	0,962	0,957	0,327	1154	378	13,4	15	5
			нв	C ₁	630	6,1	3843	0,26	0,67	0,962	0,957	0,327	616	202	13,4	8	3
			нв	C ₂	72	1,7	122	0,26	0,67	0,962	0,957	0,243	20	5	13,4	0	0
	всего по пласту 1-1				C ₁	2424		13921					2248	737		29	10

				C ₂	148		297						47	12		0	0	
верхнеальбский	1-2	I	Н	C ₁	85	2,9	247	0,25	0,65	0,962	0,957	0,327	37	12	13,4	0	0	
			НВ		169	1,7	287	0,25	0,77	0,962	0,957	0,327	51	17	13,4	1	0	
		II	Н	C ₂	688	2,5	1720	0,26	0,65	0,962	0,957	0,243	268	65	13,4	4	1	
			НВ		154	1,1	169	0,26	0,65	0,962	0,957	0,243	26	6	13,4	0	0	
	всего по пласту 1-2				C ₁	254		534					88	29		1	0	
					C ₂	842		1889						294	71		4	1
	1-3	I	НВ	C ₁	126	2,2	277	0,28	0,82	0,962	0,957	0,327	59	19	13,4	1	0	
		II	НВ	C ₁	1631	6,1	9949	0,27	0,76	0,962	0,957	0,327	1880	616	13,4	25	8	
	всего по пласту 1-3				C ₁	1757		10226						1939	635		26	8
	1-4	II, р-н скв 50	НВ	C ₁	979	4,6	4503	0,27	0,62	0,962	0,957	0,327	694	227	13,4	9	3	
всего по пласту 1-4				C ₁	979		4503						694	227		9	3	
Всего по верхнеальбскому горизонту				C ₁	9729		52722						9494	3108		98	32	
				C ₂	2444		4859						846	205		8	2	
нижне-альб-ский	3-3		Н	C ₁	31	0,5	16	0,29	0,82	0,976	0,924	0,225	3	1	9	0	0	
			Н	C ₂	54	1,7	92	0,29	0,82	0,976	0,924	0,225	20	5	9	0	0	
			НВ		15	0,5	8	0,29	0,82	0,976	0,924	0,225	2	0	9	0	0	
Всего по нижнеальбскому горизонту				C ₁	31		16						3	1		0	0	
				C ₂	69		100						22	5		0	0	
апт-ский			ГН	C ₁	138	1,1	152	0,270	0,74	0,919	0,936	0,331	26	9	32,2	1	0	
			Н		3924	3,8	14911	0,25	0,79	0,919	0,936	0,331	2533	838	32,2	82	27	
			НВ		480	1,9	912	0,25	0,79	0,919	0,936	0,331	155	51	32,2	5	2	
Всего по аптскому горизонту				C ₁	4542		15975						2714	898		88	29	
неокомский	1-A	I	Н	C ₁	2334	3,3	7702	0,24	0,69	0,897	0,913	0,331	1045	346	37,7	39	13	
			НВ		144	0,6	86	0,24	0,69	0,897	0,913	0,331	12	4	37,7	0	0	
			НВ		56	1,0	56	0,24	0,69	0,897	0,913	0,331	8	3	37,7	0	0	
		II	Н	C ₁	802	2,1	1684	0,22	0,66	0,897	0,913	0,331	200	66	37,7	8	2	
			НВ		59	1,7	100	0,22	0,66	0,897	0,913	0,331	12	4	37,7	0	0	
			НВ		29	2,2	64	0,22	0,66	0,897	0,913	0,331	8	3	37,7	0	0	
	Всего по пласту 1-A				C ₁	3424		9692						1285	426		47	15

неокомский	1-Б		ГН	C ₁	500	5,4	2687	0,24	0,74	0,897	0,913	0,331	391	130	37,7	15	5
			ГН	C ₂	64	4,7	301	0,24	0,74	0,897	0,913	0,229	44	10	37,7	2	0
			Н	C ₁	1657	3,6	5965	0,24	0,68	0,897	0,913	0,331	797	264	37,7	30	10
			Н	C ₂	845	3,4	2836	0,24	0,68	0,897	0,913	0,229	379	87	37,7	14	3
			НВ	C ₁	17	3,0	51	0,24	0,68	0,897	0,913	0,331	7	2	37,7	0	0
			НВ	C ₂	77	2,0	154	0,24	0,68	0,897	0,913	0,229	21	5	37,7	1	0
	Всего по пласту 1-Б				C ₁	2174		8703					1195	396		45	15
					C ₂	986		3291						444	102		17
	2	I	Н	C ₁	1145	16,3	18664	0,24	0,74	0,924	0,903	0,331	2766	917	34	94	31
			НВ		1559	7,3	11381	0,25	0,67	0,924	0,903	0,331	1591	527	34	54	18
	Всего по пачке 2				C ₁	2704		30045					4357	1444		148	49
	3-А	I	Н	C ₂	230	4,8	1104	0,24	0,68	0,958	0,904	0,229	156	36	66,9	10	2
			НВ		242	3,4	823	0,26	0,65	0,958	0,904	0,229	120	27	66,9	8	2
			Н	C ₂	42	5,3	223	0,23	0,460	0,958	0,904	0,229	20	5	66,9	1	0
			НВ		185	4,3	796	0,28	0,69	0,958	0,904	0,229	133	30	66,9	9	2
	Всего по пласту 3-А				C ₂	699		2946						429	98		28
Всего по неокомскому горизонту				C ₁	8302		48440						6837	2266		240	79
				C ₂	1685		6237						873	200		45	9
Всего по блоку Огайское				C ₁	22604		117153						19048	6273		426	140
				C ₂	4198		11196						1741	410		53	11
Восточный блок																	
верхнеальбский	0-1	I	НВ	C ₂	376	0,3	113	0,38	0,7	0,969	0,962	0,245	28	7	20	1	0
	всего по пласту 0-1				C ₂	376	0,3	113					28	7		1	0
	0-3	I	НВ	C ₂	407	2,8	1140	0,36	0,65	0,969	0,962	0,245	249	61	20	5	1
		II	НВ	C ₂	13	2,2	29	0,36	0,65	0,969	0,962	0,245	6	1	20	0	0
	Всего по пласту 0-3				C ₂	420	2,8	1169					255	62		5	1

Продолжение таблицы 3.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
верхнеальбский	1-3	I	НВ	C ₁	200	2,6	520	0,37	0,7	0,963	0,966	0,250	125	31	22	3	1
			НВ	C ₂	444	1,9	844	0,37	0,7	0,963	0,966	0,245	203	50	22	4	1
		II	НВ	C ₂	100	2,5	250	0,37	0,7	0,963	0,966	0,245	60	15	22	1	0

		Всего по пласту 1-3		C ₁	200	2,6	520						125	31		3	1
				C ₂	544	2,0	1094						263	65		5	1
Всего по верхнеальбскому горизонту				C ₁	200		520						125	31		3	1
				C ₂	1340		2376						546	134		11	2
нижнеальбский	3-3	I	н	B	541	4,4	2380	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	507	186	30,4	15	6
			н	C ₁	67	3,0	203	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	43	16	30,4	1	0
			нв		159	1,6	254	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	48	18	30,4	1	1
		II	н	B	23	3,9	90	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	19	7	30,4	1	0
			нв		26	3,8	99	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	19	7	30,4	1	0
			н	C ₁	71	2	142	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	30	11	30,4	1	0
			нв		133	1,6	213	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	40	15	30,4	1	0
		III	н	C ₁	76	4,3	327	0,29	0,81	0,943	0,927	0,366	67	25	30,4	2	1
			нв		34	2,2	75	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	14	5	30,4	0	0
		IV	н	C ₁	10	3,9	39	0,29	0,81	0,943	0,927	0,366	8	3	30,4	0	0
			нв		37	1,8	67	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	13	5	30,4	0	0
		V	нв	C ₂	12	0,3	4	0,28	0,77	0,943	0,927	0,275	1	0	30,4	0	0
Всего по нижнеальбскому горизонту				B	590		2569						545	200		17	6
				C ₁	587		1320						263	98		6	2
				C ₂	12		4						1	0		0	0
аптский		I	н	B	1074	10,6	11384	0,27	0,79	0,944	0,923	0,366	2116	774	32,1	68	25
			нв	C ₁	1158	4,8	5558	0,30	0,70	0,944	0,923	0,366	1017	372	32,1	33	12
		II	н	C ₂	28	13	364	0,27	0,79	0,944	0,923	0,275	68	19	32,1	2	1
			нв	C ₂	79	5,2	411	0,30	0,70	0,944	0,923	0,275	75	21	32,1	2	1
Всего по аптскому горизонту				B	1074		11384						2116	774		68	25
				C ₁	1158		5558						1017	372		33	12
				C ₂	107		775						143	40		4	2

Продолжение таблицы 3.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
неокомский	1-A	I	н	C ₂	41	1,4	57	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	6	2	37,7	0	0
			нв		62	1,3	81	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	9	2	37,7	0	0
		II	н	C ₂	17	0,1	2	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	0	0	37,7	0	0
			нв		18	0,1	2	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	0	0	37,7	0	0

	Всего по пласту 1-А			C ₂	138		142						15	4		0,0	0,0
неокомский	6	I	нв	C ₂	493	1,9	937	0,26	0,62	0,875	0,835	0,275	110	30	103,2	11	3
	Всего по пачке 6			C ₂	493		937						110	30		11	3
Всего по неокомскому горизонту				C ₂	631		1079						125	34		11	3
Всего по Восточному блоку				B	1664		13953						2661	974		85	31
				C ₁	1945		7398						1405	501		42	15
				C ₂	2090		4234						815	208		26	7
Западный блок																	
верхнеальбский	0-1	II	нв	C ₂	1523	1,3	1980	0,31	0,60	0,97	0,962	0,234	344	80	20	7	2
	Всего по пласту 0-1			C ₂	1523		1980						344	80		7	2
	1-1		н	C ₁	114	5,5	627	0,26	0,59	0,962	0,955	0,315	88	28	21,3	2	1
			гнв	C ₁	851	4,6	3915	0,29	0,57	0,962	0,955	0,315	595	187	21,3	13	4
			гнв	C ₂	55	2	110	0,29	0,57	0,962	0,955	0,234	17	4	21,3	0	0
			нв	C ₁	2059	3,6	7412	0,30	0,62	0,962	0,955	0,315	1267	399	21,3	27	8
			нв	C ₂	2083	1,4	2916	0,30	0,62	0,962	0,955	0,234	498	116	21,3	11	2
	Всего по пласту 1-1			C ₁	3024		11954						1950	614		42	13
				C ₂	2138		3026						515	120		11	2
	1-2		гн	C ₁	221	0,6	133	0,31	0,66	0,962	0,955	0,315	25	8	21,3	1	0
			нв	C ₁	73	0,1	7	0,33	0,59	0,962	0,955	0,315	1	0	21,3	0	0
			нв	C ₂	1185	0,2	237	0,33	0,59	0,962	0,955	0,234	42	10	21,3	1	0
			гн	C ₂	368	1	368	0,31	0,66	0,962	0,955	0,234	69	16	21,3	1	0
			гнв	C ₁	207	0,7	145	0,27	0,67	0,962	0,955	0,315	24	8	21,3	1	0
			гнв	C ₂	897	0,7	628	0,27	0,67	0,962	0,955	0,234	104	24	21,3	2	1

Продолжение таблицы 3.5.1

Продолжение таблицы 1																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
верхне- альбский	Всего по пласту 1-2			C ₁	501		285						50	16		2	0
				C ₂	2450		1233					215	50		4	1	
	1-3		нв	C ₁	1140	2,7	3078	0,33	0,58	0,963	0,955	0,315	542	171	21,3	12	4
			нв	C ₂	918	0,6	551	0,33	0,58	0,963	0,955	0,234	97	23	21,3	2	0
	Всего по пласту 1-3			C ₁	1140		3078						542	171		12	4

				C ₂	918		551						97	23		2	0
Всего по верхнеальбскому горизонту				C ₁	4665		15317						2542	801		56	17
				C ₂	7029		6790							1171	273		24
среднеальбский	2-1		НВ	C ₁	4130	4,6	18998	0,28	0,52	0,942	0,942	0,315	2455	773	27,8	68	21
			НВ	C ₂	1159	0,8	927	0,28	0,52	0,942	0,942	0,232	120	28	27,8	3	1
	Всего по пласту 2-1			C ₁	4130		18998						2455	773		68	21
				C ₂	1159		927						120	28		3	1
	2-3	р-н скв 57	Н	C ₂	1105	4,4	4862	0,25	0,49	0,942	0,942	0,232	529	123	27,8	15	3
			НВ		590	2,0	1180	0,26	0,45	0,942	0,942	0,232	123	29	27,8	3	1
		р-н скв 67	Н	C ₂	142	3,8	540	0,25	0,49	0,942	0,942	0,232	59	14	27,8	2	0
			НВ		1517	1,8	2731	0,26	0,45	0,942	0,942	0,232	284	66	27,8	8	2
		р-н скв 62	Н	C ₂	238	3,0	714	0,25	0,49	0,942	0,942	0,232	78	18	27,8	2	1
			НВ		1176	1,7	1999	0,26	0,45	0,942	0,942	0,232	208	48	27,8	6	1
	Всего по пласту 2-3				C ₂	4768		12026					1281	298		36	8
Всего по среднеальбскому горизонту				C ₁	4130		18998						2455	773		68	21
				C ₂	5927		12953						1401	326		39	9
нижне-альбский	3-3		НВ	C ₁	2029	3,7	7507	0,25	0,6	0,954	0,917	0,236	985	232	45,2	45	10
Всего по нижнеальбскому горизонту				C ₁	2029		7507						985	232		45	10
аптский			НВ		1070	2,8	2996	0,26	0,56	0,955	0,930	0,310	387	120	41,3	16	5
Всего по аптскому горизонту				C ₁	1070		2996						387	120		16	5

Продолжение таблицы 3.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
неокомский	1-А		н	C ₁	199	3,6	716	0,25	0,53	0,897	0,913	0,310	78	24	37,7	3	1
			нв	C ₁	345	2,7	932	0,22	0,53	0,897	0,913	0,310	89	28	37,7	3	1
			н	C ₂	142	4,0	568	0,25	0,53	0,897	0,913	0,230	62	14	37,7	2	1
			нв	C ₂	572	2,5	1430	0,22	0,53	0,897	0,913	0,230	137	31	37,7	5	1
неокомский	1-А	Всего по пласту 1-А		C ₁	544		1648						167	52		6	2
				C ₂	714		1998						199	45		7	2
	1-Б	скв19-62	н	C ₂	552	3,1	1711	0,25	0,54	0,897	0,913	0,230	189	43	37,7	7	2

		СКВ.58	Н	C ₂	215	2,8	602	0,25	0,54	0,897	0,913	0,230	67	15	37,7	3	1
			НВ		755	1,9	1435	0,25	0,54	0,897	0,913	0,230	159	37	37,7	6	1
		Всего по пласту 1-Б		C ₂	1522		3748						415	95		16	4
	3-А		Н	C ₁	184	3,1	570	0,23	0,46	0,958	0,904	0,310	52	16	66,9	3	1
			НВ	C ₁	537	2,8	1504	0,30	0,61	0,958	0,904	0,310	238	74	66,9	16	5
	Всего по пласту 3-А			C ₁	721		2074						290	90		19	6
	5		НВ	C ₁	503	2,3	1157	0,31	0,66	0,931	0,907	0,310	200	62	62,2	12	4
	Всего по пачке 5			C ₁	503		1157						200	62		12	4
	Всего по неокосскому горизонту			C ₁	1768		4879						657	204		37	12
C ₂				2236		5746						614	140		23	6	
Всего по Западному блоку			C ₁	13662		49697						7026	2130		222	65	
			C ₂	15192		25489						3186	739		86	20	
Итого по месторождению			В	1664		13953						2661	974		85	31	
			C ₁	38211		174248						27479	8904		690	220	
			В+С ₁	39875		188201						30140	9878		775	251	
			C ₂	21480		40919						5742	1357		165	38	

Таблица 3.5.2 – Подсчет начальных запасов свободного газа и газа газовой шапки месторождения Морское, включая блок Огайское

Горизонт	Блок	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвеш. газонас. толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Начальн. пластовое давление, Мпа	Конечн. пластовое давление, Мпа	Поправка			Коэффициент перевода техн. в физ.	Геологические запасы пластов. газа, млн. м ³	Коэффициент извлечения газа	Извлекаемые запасы пластов.газа, млн.м ³	Мольная доля сухого газа д.ед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³
											начальн.отклон.от закона Бойля-Мариотта	конечн. отклон. от закона Бойля-Мариот.	температурная							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Западный блок																						
газ в газовой шапке																						
верхнеальбский	пласт 1-1		гн	C ₂	1020	1,7	1734	0,26	0,59	8,9	0,11	1,10	1	0,947	9,87	24	0,775	19	1,0	24	19	
			Всего по пласту 1-1	C ₂	1020	1,7	1734									24		19	1	24	19	
	пласт 1-2		Г	C ₁	140	4,1	574	0,26	0,57	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	10	0,775	8	1,0	10	8	
			гн		1202	3,0	3606	0,31	0,66	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	86	0,775	67	1,0	86	67	
			Г	C ₂	229	2,2	504	0,24	0,57	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	8	0,775	6	1,0	8	6	
			гн		436	0,7	305	0,31	0,66	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	7	0,775	5	1,0	7	5	
		Всего по пласту 1-2	C ₁	1342	3,1	4180										96		75		96	75	
			C ₂	665	1,2	809										15		11		15	11	
	Всего по западному блоку (газ в газовой шапке)				C ₁	1342		4180									96		75		96	75
					C ₂	1685		2543										39		30		39
свободный газ																						
среднеальбский	пласт 2-2		Г	C ₁	408	1,8	734	0,25	0,54	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	12	0,775	9	1,0	12	9	
			ГВ		112	1,0	112	0,20	0,72	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	2	0,775	2	1,0	2	2	
			Г	C ₂	649	1,8	1168	0,25	0,54	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	19	0,775	15	1,0	19	15	
			ГВ		716	1,6	1146	0,20	0,72	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	20	0,775	16	1,0	20	16	
		Всего по пласту 2-2	C ₁	520	1,6	846									14		11		14	11		
			C ₂	1365	1,7	2314									39		31		39	31		
К _{1а}			ГВ	C ₁	785	5,3	4161	0,258	0,60	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	78	0,786	61	1,0	78	61	
			ГВ	C ₂	527	5,0	2635	0,258	0,60	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	49	0,786	39	1,0	49	39	
			Всего по апту	C ₁	785	5,3	4161									78		61		78	61	
				C ₂	527	5,0	2635									49		39		49	39	
Всего по западному блоку (свободный газ)				C ₁	1305		5007									92		72		92	72	
				C ₂	1892		4949									88		70		88	70	

Блок Огайское																					
газ в газовой шапке																					
К _{1а}		I	г	C ₁	314	3,4	1068	0,258	0,69	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	23	0,786	18	1,0	23	18
			гн		138	1,8	248	0,268	0,74	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	6	0,786	5	1,0	6	5
			итого	C ₁	452	2,9	1316										29		23		29
неокомский	1-Б	I	г	C ₁	26	4,6	120	0,19	0,53	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	1	0,786	1	1,0	1	1
			гн		417	4,0	1668	0,19	0,53	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	20	0,786	16	1,0	20	16
			гн	C ₂	186	2,5	465	0,19	0,53	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	6	0,786	5	1,0	6	5
		Всего по пласту 1-Б		C ₁	443	4,3	1788									21		17		21	17
				C ₂	186	2,5	465										6		5		6
Всего по блоку Огайское (газ в газовой шапке)				C ₁	895		3104									50		40		50	40
				C ₂	186		465										6		5		6
В целом по месторождению (газ в газовой шапке)				C ₁	2237		7284									146		115		146	115
				C ₂	1871		3008										45		35		45
В целом по месторождению (свободный газ)				C ₁	1305		5007									92		72		92	72
				C ₂	1892		4949										88		70		88

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

4.1 Виды и объемы образования отходов

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться образованием различных видов отходов.

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

Временное хранение отходов, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками негативного влияния на различные компоненты окружающей среды.

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- металлолом;
- промасленная ветошь;

- огарки электродов;
- использованная тара;
- отработанные масла;
- коммунальные отходы.

Предприятием с целью оптимизации организации сбора, удаления отходов и утилизации различных видов отходов планируется отдельный сбор этих отходов.

Все промышленные отходы на местах проведения работ хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода. По завершению работ осуществляется вывоз отходов. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем.

Все образованные отходы в процессе строительства скважин:

- Раздельно складироваться в специальные контейнеры;
- Отходы по мере заполнения контейнеров передаются сторонней специализированной организации или на собственный полигон;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Нефтешлам, промасленная ветошь раздельно собираются в специальные контейнера и емкости, передаются в стороннюю организацию.

Образующиеся в процессе эксплуатации транспортных средств и ДЭС *отработанные масла:*

- Складируются в специальные емкости;
- По мере заполнения передаются в стороннюю организацию;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *металлолом и огарки сварочных электродов:*

- Складируются в специально отделенных местах;
- По мере накопления передаются в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов сопровождается оформлением накладной;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на месторождении *коммунальные и пищевые отходы:*

- Складируются в специальные контейнеры;
- Передаются по мере накопления в стороннюю организацию;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Все образующиеся отходы в процессе деятельности на месторождении **Морское**, включая **блок Огойское** в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку. На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы складировать в контейнеры и емкости, временное хранение которых осуществляется на специально оборудованных площадках.

Ориентировочное количество и перечень отходов, образуемых на месторождении Морское, включая блок Огойское, по каждому из вариантов:

- при разработке месторождения объемы образования отходов не рассматриваются, так как они будут идентичны при реализации каждого из вариантов;
- при строительстве скважин принято согласно проекту аналога и представлено в таблице 4.1-4.4.

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе строительства скважин использовались данные следующих проектов аналогов:

- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 408 с проектной глубиной 1170/1844 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 410 с проектной глубиной 1048/1201 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 412 с проектной глубиной 848/1535 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Западное Морское)»;

- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 413 с проектной глубиной 816/933 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины № 415 с проектной глубиной 790/887 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 517 с проектной глубиной 1156,4/1902 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 511 с проектной глубиной 688,44/1360 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 527 с проектной глубиной 1143,7/1688 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)»;
- Оценка воздействия (ОВОС) к Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 515 с проектной глубиной 735,62/1155 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)» (*Заключение ГЭЭ №: №: KZ43VCZ00756799 от 30.12.2020г.*);
- Раздел охраны окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 158 проектной глубиной 653,1/1246 м на контрактной территории месторождения «Морское» (блок Огайское)».

Таблица 4.1 – Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 5 скважин (I вариант) в 2022 году

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №415 (гл. 887 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №413 (гл. 932 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №408 (гл. 1769,82 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №412 (гл. 1502 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №410 (гл. 1186 м)	Лимит накопления, тонн/год, от общий 5 скв
Всего	-	207,584	211,267	291,3691	276,6517	248,5822	1235,454
в том числе отходов производства	-	206,4355	210,1184	289,9503	275,2667	247,3661	1229,137
отходов потребления	-	1,1485	1,1485	1,4188	1,385	1,2161	6,3169
Опасные отходы							
Буровой шлам**	-	68,662	70,735	116,1167	112,406	95,9286	463,8483
Отработанный буровой раствор	-	135,4674	137,0213	170,3867	159,6988	148,776	751,3502
Промасленная ветошь**		0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,127
Отработанные масла**	-	0,2282	0,2282	0,2965	0,288	0,2455	1,2864
Использованная тара**		1,9515	2,0076	3,024	2,7475	2,2896	12,0202
Не опасные отходы							
Металлолом**	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5
Огарки сварочных электродов**	-	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,005
Коммунальные (смешанные отходы и раздельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)**	-	0,7405	0,7405	0,9148	0,893	0,7841	4,0729
Пищевые отходы**	-	0,408	0,408	0,504	0,492	0,432	2,244
Зеркальные							
-	-	-	-	-	-	-	

Примечание:

**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.

***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

Таблица 4.2 – Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 10 скважин (II вариант) в 2022-2024 гг.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №415 (гл.887)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №413 (гл.932)	Лимит накопления, тонн/год, от 2-х скв. №408 (гл.1769,82) и №520 (гл. 1740)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №412 (гл. 1502 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 2-х скв. №410 (гл.1186 м) и №61 (гл.1502 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №68 (гл.1350 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №430 (гл.1913)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №84 (гл.1388 м)	Лимит накопления, тонн/год, от общий 10 скв.
Всего	-	207,584	211,267	582,7382	276,6517	497,1644	355,04722	509,1603	325,87972	2965,49254
в том числе отходов производства	-	206,4355	210,1184	579,9006	275,2667	494,7322	353,93245	507,5933	324,66361	2952,64276
отходов потребления	-	1,1485	1,1485	2,8376	1,385	2,4322	1,11477	1,567	1,21611	12,84968
Опасные отходы										
Буровой шлам**	-	68,662	70,735	232,2334	112,406	191,8572	148,24767	193,4243	131,86771	1149,43328
Отработанный буровой раствор	-	135,4674	137,0213	340,7734	159,6988	297,552	203,82284	310,2848	190,88741	1775,50795
Промасленная ветошь**		0,0254	0,0254	0,0508	0,0254	0,0508	0,0254	-	0,0254	0,2286
Отработанные масла**	-	0,2282	0,2282	0,593	0,288	0,491	0,15945	2,85	0,1772	5,01505
Использованная тара**		1,9515	2,0076	6,048	2,7475	4,5792	1,57614	0,5	1,60494	21,01488
Не опасные отходы										
Металлолом**	-	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,5324	0,1	1,4324
Огарки сварочных электродов**	-	0,001	0,001	0,002	0,001	0,002	0,00095	0,0018	0,00095	0,0107

Коммунальные (смешанные отходы и отдельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)**	-	0,7405	0,7405	1,8296	0,893	1,5682	0,71345	1,00289	0,77831	8,266445714
Пищевые отходы**	-	0,408	0,408	1,008	0,492	0,864	0,40132	0,56411	0,4378	4,583234286
Зеркальные										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Примечание:

**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.
***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам.
Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

Таблица 4.3 – Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 29 скважин (III рекомендуемый вариант) в 2022-2027 гг.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №415 (гл. 887 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №413 (гл. 932 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 2-х скв. №408 (гл.1769,82 м) и №520 (гл. 1740 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. №412 (гл. 1502 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 2-х скв. №410 (гл.1186 м) и №61 (гл.1502 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 7 скв. №68 (гл.1350 м) и №404 (гл.1274,78 м), №405 (гл. 1294,75 м) и №418 (гл.1291 м), №422 (гл. 1315,71 м) и №423 (гл. 1274,78 м), №428 (гл. 1340,92 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 4-х скв. №69 (гл.1751) и №420 (гл. 1925), №424 (гл. 1913) и №426 (гл. 1883)	Лимит накопления, тонн/год, от 7 скв. №84 (гл.1388 м) и №406 (гл.1571,49 м), №419 (гл. 1384 м) и №533 (гл.1654 м), №421 (гл. 1661 м) и №425 (гл. 1374 м), №427 (гл. 1417 м)	Лимит накопления, тонн/год, от 4-х скв. №521(гл.1146) и №534 (гл. 1147), №535 (гл. 1104) и №536 (гл. 1121)	Лимит накопления, тонн/год, от общий 29 скв.
Всего	-	207,584	211,2670	582,7382	276,6517	497,1644	2485,33054	2036,6412	2281,15804	1304,07948	9882,61456
в том числе отходов производства	-	206,4355	210,1185	579,9006	275,2667	494,7322	2477,52715	2030,3732	2272,64527	1300,29604	9847,29516
отходов потребления	-	1,1485	1,1485	2,8376	1,385	2,4322	7,80339	6,268	8,51277	3,78344	35,31940
Опасные отходы											
Буровой шлам**	-	68,662	70,735	232,2334	112,406	191,8572	1037,73369	773,6972	923,07397	528,9092	3939,30766
Отработанный буровой раствор	-	135,4674	137,0213	340,7734	159,6988	297,552	1426,75988	1241,1392	1336,21187	764,6855	5839,30937
Промасленная ветошь**		0,0254	0,0254	0,0508	0,0254	0,0508	0,1778	-	0,1778	0,1016	0,635
Отработанные масла**	-	0,2282	0,2282	0,593	0,288	0,491	1,11615	11,4	1,2404	0,52056	16,10551
Использованная тара**		1,9515	2,0076	6,048	2,7475	4,5792	11,03298	2	11,23458	5,67536	47,27672
Не опасные отходы											
Металлолом**	-	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,7	2,1296	0,7	0,4	4,6296
Огарки сварочных электродов**	-	0,001	0,001	0,002	0,001	0,002	0,00665	0,0072	0,00665	0,0038	0,0313
Коммунальные (смешанные отходы и отдельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)**	-	0,7405	0,7405	1,8296	0,893	1,5682	4,99417	4,0115	5,44817	2,4214	22,64704
Пищевые отходы**	-	0,408	0,408	1,008	0,492	0,864	2,80922	2,2565	3,0646	1,36204	12,67236
Зеркальные											
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Примечание:

**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.



***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

Таблица 4.1.4 – Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 3 оценочных скважин в 2023-2025 гг.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 3-х оценочных скв. №403(гл. 1207 м) и №429 (гл. 1208 м), № 430 (гл. 1244 м)
Всего	-	1043,58855
в том числе отходов производства	-	1031,32611
отходов потребления	-	12,26244
Опасные отходы		
Буровой шлам**	-	444,0987
Отработанный буровой раствор	-	581,78535
Промасленная ветошь**	-	0,0762
Отработанные масла**	-	0,60735
Использованная тара**	-	4,45566
Не опасные отходы		
Металлолом**	-	0,3
Огарки сварочных электродов**	-	0,00285
Коммунальные (смешанные отходы и отдельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)**	-	7,84796
Пищевые отходы**	-	4,41448
Зеркальные		
-	-	-

Примечание:

**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.

***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

4.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- металлолом;
- промасленная ветошь;
- огарки электродов;
- использованная тара;
- отработанные масла;
- коммунальные отходы.

При строительстве скважин, при техническом обслуживании, при проведении различных ремонтных работ оборудования в основном происходит образование: *отходов бурения, огарков сварочных электродов, промасленная ветошь, использованная тара, отработанные масла, металлолом.*

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Уровень опасности – опасные отходы АЕ₀₄₀, класс опасности – III.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Уровень опасности – опасные отходы АЕ₀₄₀, класс опасности – III.

Металлолом, огарки сварочных электродов (отработанные долота, обрезки труб) собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – неопасные отходы ГА₀₉₀, класс опасности – III.

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки работающего автотранспорта и спецтехники. Состав: тряпье – 73%, масло – 12%, влага – 15%. Данный отход – пожароопасный, нерастворим в воде, химически неактивен. Уровень опасности промасленной ветоши – опасные отходы АС₀₃₀, класс опасности – IV.

Отработанные масла собираются в емкость, вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – опасные отходы АС₀₃₀, класс опасности – III.

Использованная тара (металлические бочки, мешки из-под химреагентов) - уровень опасности – опасные отходы АД₀₇₀, вывозятся специализированной организацией, класс опасности – IV.

Твердые бытовые отходы (коммунальные отходы) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в контейнеры и вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – неопасные отходы ГО₀₆₀, класс опасности – IV.

Пищевые отходы (коммунальные отходы) образуются при приготовлении и приеме пищи в столовой. Уровень опасности – неопасные отходы ГО₀₆₀, класс опасности – IV.

4.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

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.

При строительстве запроектированных сооружений и оборудования образуются отходы, которые при неправильном обращении и хранении могут оказать негативное воздействие на природную среду.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Все отходы, образующиеся в производственной деятельности по мере накопления, сдаются для утилизации, в соответствии с договорами, сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности.

Этапы технологического цикла отходов.

Система управления отходами на предприятии включает в себя десять этапов технологического цикла отходов:

1) Образование

Основной деятельностью является добыча углеводородного сырья.

В процессе реализации проектных решений образуются следующие виды отходов:

- *отходы бурения* – представлены отработанным буровым раствором, буровым шламом. Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.

- *отработанные масла*, образуются при обслуживании спецтехники, автотранспорта, двигателей дизель-генераторов; Моторное масло используется для смазывания бензиновых и дизельных двигателей с целью обеспечения минимального износа деталей двигателя. После истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества масла образуется отход в виде отработанного моторного масла.

- *использованная тара* образуется при приготовлении химических реагентов для обработки скважин. Представляют собой бумажные, полиэтиленовые мешки, пластмассовые канистры, бочки железные с остатками химических реагентов.

- *огарки сварочных электродов* представляют собой остатки электродов после использования их при проведении сварочных работ в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования, а также при других видах работ. Состав электродов: железо: от 96,0% до 97,0%; обмазка типа $Ti(CO_3)_2$: от 2,0% до 3,0%; прочие: 1,0%.

- *металлолом* к этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадных труб, обрезки балок, швеллеров, проволока. Отходы, образующиеся в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве

- коммунальные отходы образуются в ходе административной и хозяйственной деятельности предприятия, от жилых и бытовых комплексов (санузлы, столовые, кухни, сауны и т.п.), т.е. в процессе жизнедеятельности и удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала. КО - сложные по своему морфологическому, физическому и химическому составу вещества, включающие в себя бытовые отходы, бумагу, стекло, металл, ткани, резину, дерево и т.д

2) Сбор и/или накопление:

- все отходы собираются отдельно в металлические контейнеры;
- коммунальные отходы будут собираться в металлические или пластиковые контейнеры.

3) Идентификация

Все образующиеся отходы на предприятии классифицируются согласно «Классификатору отходов», утвержденного Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

4) Сортировка (с обезвреживанием)

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

5) Паспортизация

На каждый вид отходов имеется Паспорт Опасности Отходов, с указанием объема образования, места складирования, химического состава и так далее.

6) Упаковка (и маркировка)

Емкости для сбора каждого вида отхода маркируются.

7) Транспортировка

Все промышленные отходы вывозятся только специализированным спецтранспортом, не допускается присутствие посторонних лиц, кроме водителя и сопровождающего груз персонала предприятия. Все происходит при соблюдении графика вывоза.

8) Складирование

Все отходы производства и потребления складываются в специальные металлические контейнеры.

9) Хранение

Все образованные на предприятии отходы временно размещаются и хранятся на соответствующих площадках для временного хранения отходов.

10) Удаление

Все отходы подлежат вывозу в специализированные организации на утилизацию, обезвреживание и безопасное удаление.

Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться, и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

Для каждого типа отхода, образующегося на предприятии, будет составляться, и утверждаться паспорт опасных отходов в процессе хозяйственной деятельности предприятия. Копии паспортов опасных отходов в обязательном порядке будут предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

4.4 Виды и количество отходов производства и потребления

Данные по количеству образования отходов бурения и производственных отходов, а также уровень опасности отхода и методы утилизации всех, образуемых видов отходов при строительстве скважин были приведены ранее в таблице 4.1.1-4.1.4, раздела 4.1 согласно проектам аналогов.

5 ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

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

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе проектируемых работ, можно выделить:

- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение;
- воздействие шума;
- воздействие вибрации.

5.1.1 Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO₂, паров H₂O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

Тепловые загрязнения

Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива. При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

Свет

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;
- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить *незначительный и локальный характер*.

5.1.2 Электромагнитное излучение

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения. Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

- постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);
- СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);
- миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и γ -излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливольт на 1 см² облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

Защита от воздействия ЭМП

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;

- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находиться рядом с ними во время работы.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п. Количество наполнителя достигает 40%. Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажей, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу $\lambda/4$.

Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широкополосностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения;
- выявление противопоказаний у персонала;
- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при проведении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

5.1.3 Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дрессели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонок, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д.

Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110-120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ - разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Предельно допустимые дозы в зависимости от продолжительности воздействия представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01

Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Предельные уровни шума в некоторых частотных интервалах представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 - 7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие небезразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д.

В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного ограждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

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

Основное шумовое воздействие связано с работой строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончании процесса строительства воздействие шумовых эффектов значительно уменьшится.

5.1.4 Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения.

Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакuumные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах. Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздухопроводы и т.п.).

В процессе строительства скважины на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок, буровых насосов и спецтехники будет незначительная, и уменьшится после окончания процесса строительства.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

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

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное.
- интенсивность воздействия – (1) – низкая.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8).

5.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промышленные воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;

- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
- 10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);

- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

5.2.1 Оценка современной радиоэкологической ситуации

Радиационная безопасность населения от воздействия ионизирующих излучений, обусловленных загрязнением окружающей среды радиоактивными веществами, обеспечивается, в первую очередь, выполнением требований санитарного законодательства, которое регламентирует условия размещения потенциальных источников загрязнения окружающей среды, контролем за удалением и обезвреживанием радиоактивных отходов, за содержанием радиоактивных веществ в атмосферном воздухе, почве, воде, пищевых продуктах, а также за поступлением радионуклидов в организм человека, животных и т.д.

Для характеристики современного состояния радиационной обстановки использовались данные мониторинговых исследований согласно «Отчету по производственному экологическому контролю на объектах АО «Кожан» за 4 квартал 2021 года», подготовленный ТОО «Республиканский научно-исследовательский центр охраны атмосферного воздуха». Как показали результаты мониторинговых исследований, на границе санитарно-защитной зоны месторождения концентрации загрязняющих веществ представлены ниже.

Наименование источников воздействия	Установленный норматив микрозиверт в час (мкЗв/час)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/час)	Превышение нормативов, кратность
1	2	3	4
Граница СЗЗ точка №1	0,2	0,05	Не превышает
Граница СЗЗ точка №2	0,2	0,05	Не превышает
Произв. зона точка №1	0,2	0,10	Не превышает
Произв. зона точка №2	0,2	0,08	Не превышает

Как показали результаты исследований, мощность дозы гаммы-излучения изменялись в пределах 0,05-0,1 мкЗв/ч и находятся в допустимых пределах.

5.2.2 Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

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

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

6.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта

Засушливый, резко-континентальный климат, сильное засоление сравнительно недавно освободившихся из-под моря пород, сильная минерализация неглубоко расположенных грунтовых вод, обуславливают формирование здесь солончаков приморских и соровых. Помимо них в восточной части территории по холмистым повышениям небольшими контурами встречаются бурые солончаковатые почвы легкого механического состава и пески мелкобугристые. Местами поверхность сильно изменена деятельностью человека.

Бедный видовой состав и низкая урожайность травостоя обусловили низкое содержание гумуса (около 1%), за исключением почв, формирующихся по руслам и понижениям в восточной части территории, где солончаки приморские обогащены морской органикой за счет приливов морских вод. Морская органика способствует увеличению грубого гумуса. Почвообразующие и подстилающие породы слабо затронуты процессами почвообразования. Механический состав их разный, преобладают глинистые, суглинистые, реже - супесчаные почвы.

Почвенный профиль слабо дифференцирован на генетические горизонты, иногда наблюдаются чередование нескольких по механическому составу слоев. На некоторой глубине может залегать прослой ракушечника.

Сильноминерализованные грунтовые воды залегают неглубоко от поверхности (1-3 м) везде, кроме песчаных бугров, где их глубина 5-6 м.

Таким образом, почвенный покров сравнительно однороден, что обусловлено выровненным рельефом, а также небольшим временем развития почвенного покрова территории.

Основными экологическими требованиями по оптимальному землепользованию являются:

- 1) научное обоснование и прогнозирование экологических последствий предлагаемых земельных преобразований и перераспределения земель;
- 2) обоснование и реализация единой государственной экологической политики при планировании и организации использования земель и охраны всех категорий земель;
- 3) обеспечение целевого использования земель;
- 4) формирование и размещение экологически обоснованных компактных и оптимальных по площади земельных участков;
- 5) разработка комплекса мер по поддержанию устойчивых ландшафтов и охране земель;

- 6) разработка мероприятий по охране земель;
- 7) сохранение и усиление средообразующих, водоохраных, защитных, санитарноэпидемиологических, оздоровительных и иных полезных природных свойств лесов в интересах охраны здоровья человека и окружающей среды;
- 8) сохранение биоразнообразия и обеспечение устойчивого функционирования экологических систем.

Предоставление земельных участков для размещения и эксплуатации предприятий, сооружений и иных объектов производится с соблюдением экологических требований и учетом экологических последствий деятельности указанных объектов.

Для строительства и возведения объектов, не связанных с сельскохозяйственным производством, должны отводиться земли, не пригодные для сельскохозяйственных целей, с наименьшим баллом бонитета почвы.

6.2 Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия планируемого объекта

На территории обследованного участка солончаки получили повсеместное распространение, занимая обычно самые низкие и наименее дренированные поверхности, служащие очагами местного солесбора или, что реже, приурочены к повышениям рельефа с выходом на поверхность засоленных почвообразующих пород. Источниками засоления солончаков в основном являются соли, заключенные в морских почвообразующих отложениях и осаждающиеся из атмосферы в процессе импัลверизации. В формировании солончаков приморской полосы, в основном участвуют остаточные соли морских отложений, а также накопившиеся в результате испарения вод моря в прибрежной полосе. По типу водного режима солончаки подразделяются на приморские и соровые. Общим объединяющим признаком солончаков является высокое содержание в почвогрунтах легкорастворимых солей, максимум которых находится в верхних горизонтах, и слабая дифференциация профиля на генетические горизонты.

Солончаки приморские занимают основную часть нижней приморской равнины. Эта полоса при нагонных ветрах (морях) часто заливадается морскими водами, в современном состоянии только до водозащитной дамбы. Почвы формируются под сарсазановой растительностью с участием солянок на близких (1 – 3,0 м) и сильноминерализованных грунтовых водах (76 – 151 г/л) хлоридно – натриевого состава. Почвообразующими породами служат слоистые морские отложения: с преобладанием легкого механического состава (ракушняковых песков и супеси), которые местами подстилаются глинами и суглинками.

Приморские солончаки – самые молодые почвы приморской зоны. Образование их связано с недавним отступанием моря и началом развития биологических процессов. Профиль почв слабо сформирован, оглеен и засолен, морские наносы – слоистые с ракушечниками – поэтому дифференциация на генетические горизонты проявляется очень слабо: заметно выделяется корочка, насыщенная солями, мощностью 1-6 см и под нею слабогумусированный слой мощностью 20-41 см, который подразделяется на верхний – светло – серой окраски и нижний с еле заметным сизовато-серым оттенком. Ниже этих горизонтов может выделяться несколько слоев в зависимости от механического состава толщи и прослоев в ней.

Коэффициент фильтрации в тяжелосуглинистых почвах составляет 0,51 м/сут, в глинистых – 0,08 м/сут. он несколько понижен, за счет высокого содержания в почвах карбонатов и солей, удерживающих влагу.

Солончаки приморские относятся к трудно мелиорируемым почвам и участки с ним можно использовать в сельхозпроизводстве только как пастбища.

Солончаки соровые занимают днища депрессионных впадин и руслообразующих понижений. Здесь они представлены песчано-иловатой поверхностью, лишенной растительности. Котловины соров представляют благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей вместе с талыми водами с вышележащей территории и подпитывания минерализованных грунтовых вод. Последние обычно находятся на глубине около 1,0 м и выше. Минерализация их превышает 76-151 г/л. Засоление преимущественно хлоридно – натриевое. Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля (плотный остаток 7-11%, тип засоления хлоридный с участием соды). Вследствие этого нижние горизонты солончаков имеют следы оглеения в виде сизоватых, иссиня-черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных процессов восстановительный.

Очень высокое засоление и плохие физико – химические свойства солончаков соровых исключают возможность произрастания на них даже самых солевыносливых растений. Солончаки соровые слабо затронуты почвообразованием. В них под белой солевой коркой залегает бесструктурная влажная, глинистая масса, насыщенная солями.

Данные почвы характеризуются незначительными содержанием гумуса – 0,8%. Это связано с привносом органического вещества в ссоры извне, вместе с атмосферными водами.

Описываемые почвы карбонатные, обладают щелочной реакцией почвенного раствора. По гранулометрическому составу соровые отложения представляют чрезвычайно вязкую иловато – глинистую массу.

Соровые солончаки – неудобные земли.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова были использованы данные отчета по производственному экологическому контролю за 3 квартал 2021 года которые были выполнены аккредитованным испытательным центром ТОО «Республиканский научно-исследовательский Центр охраны атмосферного воздуха» (аттестат аккредитации № KZ.T.06.0369 от 29.12.2018 г.), оснащенной всем необходимым оборудованием для проведения исследований в области охраны окружающей среды и привлеченной на договорной основе.

Значения концентраций загрязняющих веществ в почвах по результатам мониторинговых исследований по точкам отбора проб составили следующие значения.

Точки отбора проб	Нефте-продукты, мг/кг	Хром, мг/кг (кислотно-растворимая форма)	Медь, мг/кг (кислотно-растворимая форма)	Цинк, мг/кг (кислотно-растворимая форма)	Свинец, мг/кг (кислотно-растворимая форма)	Ртуть, мг/кг (кислотно-растворимая форма)
м/р Морское						
Точка №1 на границе СЗЗ	1,93	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
Точка №2 на границе СЗЗ	2,31	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
Точка №3 на границе СЗЗ	2,43	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
Точка №4 на границе СЗЗ	2,56	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
ПДК, мг/кг					32	
Блок Огайское						
Точка №1 на границе СЗЗ	1,38	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
Точка №2 на границе СЗЗ	2,64	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
Точка №3 на границе СЗЗ	2,30	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
Точка №4 на границе СЗЗ	2,30	<1,0	<2,5	<25	<2,5	<0,2
ПДК, мг/кг					32	

Анализ проведенного мониторинга воздействия на почвенный покров на границе СЗЗ по 4 сторонам света показал, что превышений загрязняющих веществ по наблюдаемым ингредиентам в почве не наблюдается. Полученные результаты исследований сравнивались с Гигиеническими нормативами к безопасности окружающей среды (почва) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 25 июня 2015 года № 452.

Следует учесть, однако, и тот факт, что не все ингредиенты, наблюдаемые в почве, имеют установленные нормативы ПДК.



6.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

Принимая во внимание источники, оказывающее негативное влияние на почвенный покров, воздействие на почвенный покров будет связано с:

- изъятием земель, для размещения технологического оборудования для строительства скважин, в том числе опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
- механическими нарушениями почвенно-растительного покрова ввиду нарушения целостности почвенного профиля, вследствие передвижения автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, что приводит 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;
- загрязнением почв, которое может происходить: непосредственно при разливе пластовых вод, углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, химических реагентов, растворов, применяемые при бурении скважины, а также в случае нарушения условий и сроков временного хранения отходов производства и потребления.

Соблюдение всех проектируемых решений в процессе строительства скважины позволит обеспечить устойчивость природной среды к техническому воздействию с минимальным ущербом для окружающей среды.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие проектируемых работ на почвенный покров.

В целом, при строительстве скважины при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на почвенный покров будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – механическими воздействиями вызвано уплотнение иллювиального горизонта, активизированы эрозионные процессы без образования новых форм, сохраняется способность почв к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на подземные воды относится к *воздействию низкой значимости* (1-8) – последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка и находится в пределах допустимых стандартов.

6.4 Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой установки;
- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;

- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производится в закрытой таре (мешки, бочки);
- приготовление бурового раствора осуществляется в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросита. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;
- предусмотрен безамбарный метод бурения - сбор отходов бурения (БШ, ОБР, БСВ) в емкости, с последующим вывозом;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;

ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

Рекультивация

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;

- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

6.5 Организация экологического мониторинга почв

На месторождении для наблюдения за динамикой изменения свойств почв должны быть созданы площадки для отбора проб грунта. Географические координаты площадок соответствуют координатам точек (постов) атмосферного мониторинга.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

7 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

7.1 Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта

Растительность приморской солончаковой равнины формируется в весьма динамичных условиях, которые определяются колебаниями уровня моря и степенью засоленности морских и почвенно – грунтовых вод. На общем фоне существующего солянкового покрова, изменения растительности характеризуются преобладанием тех или иных видов солянок однолетних в растительных сообществах. Так повышение уровня грунтовых вод влечет более широкое развитие свед и солероса.

Для северо-восточного побережья Каспия характерно широкое распространение сарсазанников, перемежающихся участками однолетнесолянковой растительности. Сарсазан формирует монодоминантные сообщества или встречается вместе с однолетними солянками, эфемерами, бескильницей и кермеком. Вблизи дамбы, то есть на участках со значительно повышенным уровнем грунтовых вод и избыточным увлажнением развиваются сарзанники, нередко образующие грунтово – растительные кочки. При длительном затоплении, что наблюдается на слабопониженных участках равнин и соровых понижениях, сарсазан имеет очень плохую жизненность, изреживается и начинает разрушаться. В полосе приливо – отливных колибаний Каспийского моря (в северо-западных части территории) условия увлажнения и промытости почв от солей начинают благоприятствовать для развития бескильницы, кермеков (к. Гмелины, к. Каспийского), полыни селитряной, сведы, солероса. Здесь сарсазан создает сарсазаново-бескильницевые, сарсазаново-кермековые, сарсазаново-селитряновополынные сообщества.

Далее от побережья, на более обсохших участках среди сарсазановых кочек развиваются однолетние солянки (петросимония сибирская, солянки: натронная, чумная, холмовая, рогач песчаный). Весной изобилуют мортуки (мортукивосточный и пшеничный), использующие пресную воду снегов и весенних дождей, промывающую слои почвы. С этими растениями сарсазан формирует сазаново – солянковые с эфемерами и сарсазаново-эфемерные сообщества.

Флористический состав растительности в зоне нефтепромысла не богат выявлено около 50 видов растений относящихся к маревым, сложноцветным, крестоцветными и злаковым. Сообщества что занимают 65% территории. На втором месте – однолетнесолянковые – 24%, на третьем - бескильницевые и полынные травостои. Сарсазановая и однолетнесолянковая растительность не имеют особенной хозяйственной значимости.

7.2 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Процесс строительства скважины и размещение технологического оборудования, окажет определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве площадки скважины растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважины и при их транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении скважин), места складирования отходов и др.

7.3 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Во время строительства площадки скважины растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Химическое загрязнение растительности в процессе осуществления проектируемых работ будет при испарениях нефтепродуктов из емкостей, аварийных разливах и утечках нефтепродуктов, фланцевые соединения и сальниковые уплотнения.

Воздействие вредных выбросов на растительность происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия через почву.

Попадание нефтепродуктов на почву, прежде всего, сказывается на гумусовом горизонте: количество углеродов в нем резко увеличивается, ухудшая свойства почв как питательного субстрата для растений.

Обволакивая корни растений, нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к физиологическим изменениям и возможной гибели растений.

Главными причинами угнетения растений и их гибели в результате загрязнения служат нарушения в поступлении воды, питательных веществ и кислородное голодание. Вследствие подавления процессов нитрификации и аммонофикации в почве нарушается азотный режим, что в свою очередь вызывает азотное голодание. Интенсивное развитие нефтеокисляющих микроорганизмов сопряжено с активным потреблением ими элементов минерального питания, из-за чего может наблюдаться ухудшение пищевого режима растений.

Вредное влияние токсичных газов приводит к отмиранию отдельных частей растений, ухудшению роста и урожайности. Накопление вредных веществ в почве способствует уменьшению почвенного плодородия, нарушению минерального питания, отравлению корневых систем и нарушению роста и гибели растения.

Учитывая компенсационные возможности местной флоры при соблюдении предусмотренных мероприятий можно сделать вывод, что выбросы загрязняющих веществ не окажут значительного химического влияния на состояние растительности.

При механических нарушениях короткоживущие виды растений на данной территории, восстанавливаются медленно, образуя переходные группировки с господством сорных видов, которые в дальнейшем сменяются зональным типом. Восстановление растительности в результате естественных процессов занимает длительное время: от 3-4 лет - для заселения пионерными видами и до 10 лет - для формирования сомкнутых сообществ.

Таким образом, механическое воздействие будет иметь место в период строительства. По окончании этих работ величина механического воздействия прекратится.

Влияние проектируемых работ на растительный покров можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

7.4 Обоснование объемов использования растительных ресурсов

Данными проектными решениями для строительства объекта не предполагается использование растительных ресурсов.

7.5 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

Зона влияния планируемой деятельности на растительность в качественной оценке предполагается локальной и не выходящей за границы лицензионного участка, на период проведения работ влияние на растительность низко, в целом на период строительства проектом не предусмотрен снос зеленых насаждений.

7.6 Ожидаемые изменения в растительном покрове

Значимых изменений в растительном покрове (видовой состав, состояние, продуктивность сообществ, оценка адаптивности генотипов, хозяйственное и функциональное значение, загрязненность, пораженность вредителями), в зоне строительства объекта не ожидается, в связи с чем, последствия для жизни и здоровья населения отсутствуют.

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

Охрана растительных сообществ при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия.

Комплекс проектных технических решений по защите растительных ресурсов от загрязнения и истощения и минимизации последствий при проведении проектируемых работ включает в себя:

- Перед началом проведения работ, обустройство площадок, упорядочение и обустройство основных дорог к ним, необходимо производить с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям.
- Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с строительством за пределами проектируемой площадки.
- Перед началом выполнения земляных работ, необходимо снять верхний, плодородный растительный слой, складировать его и в дальнейшем использовать при благоустройстве и озеленении территории.
- Повсеместно на рабочих местах соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности. Необходимо так же провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.
- После завершения работ осуществить очистку загрязненных участков, вывести отходы, бытовой и строительный мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) и осуществить планировку территории.
- В местах загрязнения почв ГСМ провести механическую рекультивацию и, по возможности, произвести озеленение и благоустройство территории.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности - от деградации и необоснованного разрушения;

Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должна быть проведена техническая рекультивация отведенных земель.

Для эффективной охраны растительности от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, будет включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- проведение просветительской работы по охране почв;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности.

7.8 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

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 в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но не менее *1 раза в год*.

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

8 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

8.1 Исходное состояние водной и наземной фауны

Согласно данных Института Зоологии Республики Казахстан на обследуемой территории обитают следующие представители фауны: млекопитающие – сайга, волк, корсак, лисица красная, степной хорь, заяц-русак, малый суслик, толстохвостый тушканчик, тушканчик Северцева, тарбаганчик. Единственное млекопитающее в фауне моря – каспийский тюлень, является одним из основных объектов зверобойного промысла, согласно биологическим циклам тюлени сосредотачиваются на шалыгах. Число особо охраняемых млекопитающих составляет четыре вида: одно насекомоядное – пегий путорак, одно рукокрылое – Кожунок Бобринского, хищник – хорь – перевязка.

Из орнитофауны встречаются: гуси, утка, чирки, кулики, лысухи, серая куропатка, голуби. Занесены в Красную книгу СССР и Казахской ССР желтая цапля, малая белая цапля, каравайка, чирок, дрофа, стрепет, Джек, колпица, четырехполосый полоз.

Побережье Каспийского моря в границах области и в местности территории промысла служит местом остановки в сезонное перемещение птиц. Обладая высокими кормовыми и защитными условиями, она является местом отдыха и восполнения энергетических ресурсов многочисленным мигрантам, пролетающих здесь к побережьям Северного Ледовитого океана, тундру, лесополосу, Западную Сибирь, а осенью на индийские, ближневосточные средиземноморские, североафриканские зимовки.

Среди них редкие и исчезающие виды птиц, занесенные в международную красную книгу, а также красные книги СССР и Казахской ССР: розовый пеликан, кудрявый пеликан, желтая цапля, малая белая цапля, колпица, каравайка: фламинго, лебедь – кликун, мраморный чирок, черный турпан, савка, стрепет, белохвостая пигалица, кречетка, чернобрюхий рябок, могильник, беркут, степной орел, орлан – белохвост, орлан – долгохвост, баклан, балобан, черноголовый хохотун.

Наиболее насыщенной птицами зоной являются мелководья Северо – Восточного Прикаспия. Повышение уровня моря и обширных мелководий способствует формированию мощных тростниковых займищ и бордюрной растительности. Они представляют собой целый комплекс разнообразных биотопов с огромной гнездопригодной площадью для большого числа видов птиц. В период гнездований в сублиторальной зоне наиболее многочисленны веслоногие (большой баклан) – 12,5 тыс. особей, голенастые (цапли, каравайка, колпица, кваква) примерно 85 тысяч, воронковые (ворона, грач) – более 13 тыс. особей, лебеди (лебедь – шипун) – около 60 тыс., утки (нырки, кряква) – более 446 тыс., куликов – около 500 тыс. следует отметить, что численность проводимых видов во всей сублиторальной зоне намного выше. В случае учета была охвачена полоса тростниковых займищ, шириной 2 км и длиной 320 км (от мыса «Золотенок» до залива «Комсомолец») хотя во многих местах доходит до 5-6 км.

Исчезновение гнездовых биотопов в низовьях Сырдарьи и ее дельте, на восточном побережье Аральского моря, сокращение ил в центральной части Казахстана привели к перераспределению внутри гнездового ареала лебедя – шипуна и резкому увеличению его численности на гнездовые Прикаспия. Кроме того, мелководья у берегов Северо – Восточного Каспия служат местом массовых остановок во время весенних и осенних миграций водоплавающих и околоводных птиц, когда их численность значительно превышает 1 млн. особей.

По состоянию ресурсов птиц, угодья мелководий Северо – Восточного Каспия имеют не только республиканское, но и мировое значение. Тем значительнее оказывается урон, наносимый антропогенным влиянием, в частности, газо-нефтедобывающей и перерабатывающей промышленностью, сосредоточенной у мелководных акваторий побережья. Ущерб от гибели животных в открытых нефтехранилищах (амбарах) в десятки раз превышает стоимость защитных сооружений.

Характерно снижение до минимума численности птиц к югу от подтопляемого нагонными водами промысла Терек – Узек. Все установленные факты гибели птиц были приурочены к мелководным акваториям. Среди погибших птиц преобладают все виды речных и морских уток, лысуха, кулики, чайки. Трупы лебедей, пеликанов и фламинго отмечены гораздо реже, что связано с особенностями кормления этих видов на более глубоких и менее зараженных участках акваторий.

Массовая гибель птиц в Прикаспийском регионе катастрофически подрывает численность птиц водно – болотного комплекса и выходит по своим масштабам далеко за рамки региональной проблемы.

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

Редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных в зоне проведения работ по данному объекту нет.

8.3 Характеристика воздействия объекта на видовой состав

Строительство скважины окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе углеводородов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения неравномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения нефтью (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по строительству подъездных дорог и площадок могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

Таким образом, влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

8.4 Возможные нарушения целостности естественных сообществ

Нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных, сокращения их видового многообразия в зоне воздействия объекта не ожидается, так как работы носят незначительный и кратковременный характер.

8.5 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;

- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

Мониторинг состояния животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти 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. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрывание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

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

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 проектируемым работам, 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.

При проведении работ рекомендуется выполнять рекомендации для сохранения целостности ландшафта:

- Вести строгий контроль за правильностью проведения земляных работ;
- Следить за состоянием автомобильных дорог, предусмотреть регулярное орошение и планировку полотна автодорог, тем самым снизить величину транспортных потерь, увеличить пробег автотранспорта и уменьшить вредное воздействие выхлопов на окружающую среду;
- Вести постоянную работу среди ИТР, служащих и рабочих по пропаганде экологических знаний;
- Разработать комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды;
- Предотвращение загрязнения окружающей среды при проведении работ (разлив нефтепродуктов и т.д.);
- Сохранение естественных ландшафтов.

И другие требования согласно Кодексу «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2022 г.) и Законодательству РК об охране окружающей среды.

10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

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

Административно район работ входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан.

Атырауская область занимает территорию площадью 118,6 тыс.кв.км. В области 7 районов: Жылыойский, Индерский, Исатайский, Кзылкогинский, Курмангазинский, Макатский, Махамбетский; 14 поселковых и 56 сельских округов; 2 города; 13 поселков (Балыкши, Жумыскер, Каратон, Косшагыл, Саркамыс, Индерборский, Акколь, Байчунас, Доссор, Макат, Ескене, Кошкар, Комсомольский); 190 сельских населенных пунктов.

Центр области расположен в г. Атырау, который находится на реке Урал и основан в 1640 году.

Жылыойский район образован в 1928 году. Территория района составляет 29,4 тыс.кв.км., население района на 01.01.2022 г. составило 84,939 человек. Центр района расположен в г.Кульсары, основанном в 1928 году. Расстояние от районного центра до города Атырау 220 км.

Социально-демографические показатели

Численность населения области на 1 января 2022г. составила 668,2 тыс. человек, в том числе городского – 363,1 тыс. человек (54,3%), сельского – 305,1 тыс. человек (45,7%). По сравнению с 1 январем 2021г. численность населения увеличилась на 11,1 тыс. человек или на 1,7%.

Заболеваемость населения

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 145,12 случаев на 100000 населения, другие уточненные бактериальные кишечные инфекции – 0,30, туберкулез органов дыхания – 3,60, сифилис – 0,15.

За анализируемый период текущего года подтверждено 9087 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 78 случаев, когда вирус не идентифицирован (COVID-2019).

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2021г. составили 245491 тенге, что на 20,8% выше, чем в III квартале 2020г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 10,7%.

Рынок труда и оплата труда

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец января 2022г. составила 8879 человек или 2,7% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2021г. Составила 411655 тенге. По сравнению с январем-декабром 2020г. увеличилась на 12%. Индекс реальной заработной платы составил 103,4%.

Цены

Индекс потребительских цен в январе 2022г. по сравнению с декабрем 2021г. составил 100,7%. Цены увеличились на платные услуги на 0,8%, продовольственные товары - на 0,7%, непродовольственные товары - на 0,5%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в январе 2022г. по сравнению с декабрем 2021г. понизились на 2,1%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2021г. составил в текущих ценах 6497,8 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,4%, услуг – 32,6%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе 2022г. составил 210,7 млрд. тенге, что на 0,2% больше, чем в январе 2021г.

Торговля

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе 2022г. составил 183,1%.

Объем розничной торговли за январь 2022г. составил 23853,2 млн. тенге или на 5,3% меньше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь 2022г. составил 441611,3 млн. тенге или на 93,9% больше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе 2022г. составил 984662,4 млн. тенге в действующих ценах, что на 16,2% выше, чем в январе 2021г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 17,3%, в обрабатывающей промышленности на 9,4%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированием воздуха производство на 2,4%, в водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельность по ликвидации загрязнений на 0,2%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе 2022г. составил 4066,7 млн. тенге, что больше на 1,9% чем в январе 2021г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе 2022г. составил 112,9%.

Объем грузооборота в январе 2022г. составил 5548,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и увеличился на 13,8% по сравнению с соответствующим периодом 2021г. Объем пассажирооборота составил 102,2 млн. пкм и уменьшился на 53,3%.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 февраля 2022г. составило 13769 единиц. За этот же период количество действующих юридических лиц составило 10129 единиц.

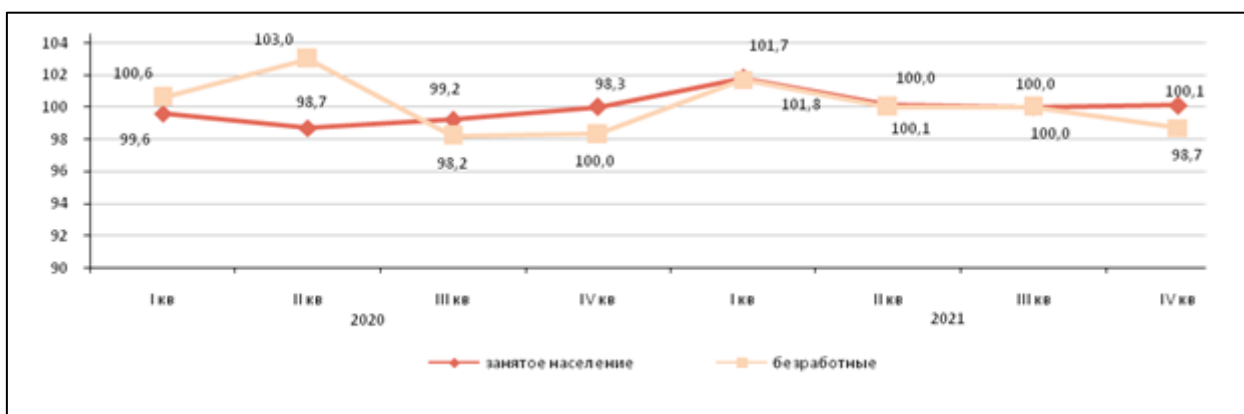
Финансовая система

Финансовый результат предприятий и организаций за III квартал 2021г. сложился в виде дохода на сумму 991,3 млрд. тенге, что в 3,1 раза выше уровня аналогичного периода 2020г. Уровень рентабельности составил 65,2%. Доля убыточных предприятий среди общего числа отчитавшихся составила 28,4%.

Уровень безработицы

В уполномоченные органы по вопросам занятости в поисках работы (по данным Управления координации занятости и социальных программ) в январе 2022г. обратились 3240 человек, из них сельских жителей – 1098 человек. Официально зарегистрировано в органах занятости в качестве безработных 8879 человек (доля зарегистрированных безработных – 2,7%).

Уровень безработицы (в %)



Социальные аспекты воздействия

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

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.

Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении буровых работ и обустройстве месторождения загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

Памятники истории и культуры

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и неперемнное условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый Законом РК от 26.12.19 г. № 288-VI ЗРК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона Республики Казахстан.

На территории Атырауской области находится множество памятников, отличающихся по типологии, художественной выразительности и уникальности в декоративной обработке естественного строительства материала – некрополи (IX – XX в.в), подземные мечети (IX – XV в.в), сагана – тамы (XVIII – XX в.в), сандыктасы (XVI – XX в.в), кошкартасы (XVI – XX в.в), кулпытасы (XVI – XX в.в), каменные ограждения (XVIII – XX в.в), курганы (VI до н. э. – I в.н.э.), стоянки периода неолита, караван – сараи (XVI – XVIII), культовые и гражданские сооружения конца XIX и начала XX веков.

На территории области зоны с различным градостроительным режимом распределены следующим образом:

- Памятники особо охраняемой зоны (I зона) встречаются отдельными вкраплениями в Курмангазинском, Истатайском, Махамбетском, Жылойском и Кызылкогинском районах;
- памятники средней охраняемой зоны (II зона) расположены в Индерском, Макатском, Жылойском районах;
- памятники мене охраняемой группы (III зона) наиболее многочисленны и представлены обширными зонами практически во всех районах области: Курмангазинском, Истатайском, Махамбетском, Жылойском, Кызылкогинском;

Памятники археологии в основном концентрируются в поймах рек Урал, Эмба.

Согласно «Закону об охране и использовании историко-культурного наследия» во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

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.

На территории месторождения Морское, в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

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

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

10.3 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

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.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу.

10.4 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)

10.4.1 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 10.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 10.1 - 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
Сильное (5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 10.1, 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 10.2.

Таблица 10.2 - 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

10.4.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при строительстве скважины представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-1	-7
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие

			+3	+5	+2	+10
Образование и научно-техническая сфера	Потребность в квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+1	+10
Рекреационные ресурсы	-	-	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+1	+5	+1	+7
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+2	+11
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+1	+9

Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-4	-3	-8
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-3	-9
Внешекономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+4	+5	+3	+12

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы, согласно интегральной оценке, внесут *низкое отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и низкие *положительные изменения* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

10.5 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

10.6 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

- 1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;
- 2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;
- 3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;

-
- 4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;
 - 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
 - 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
 - 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

11 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РЕГИОНЕ

11.1 Ценность природных комплексов, устойчивость выделенных комплексов (ландшафтов) к воздействию намечаемой деятельности

Природоохранная ценность экосистем (природных комплексов) определяется следующими критериями: наличие мест обитания редких видов флоры и фауны, растительных сообществ, ценного генофонда, средоформирующих функций, стокоформирующего потенциала, полифункциональности экосистем, степени их антропогенной трансформации, потенциала естественного восстановления и т.п.

Непосредственно на участке работ отсутствуют места обитания редких видов флоры и фауны, растительных сообществ, ценного генофонда. Участок находится за пределами земель лесного фонда, особо охраняемых природных территорий.

Ввиду удаленности отрицательное воздействие намечаемой деятельности на ООПТ не прогнозируется.

Природоохранная значимость территории месторождения относится к низкокзначимым полупустыням. Они обладают потенциалом естественного восстановления и нуждаются в улучшении путем проведения рекультивации.

Все наземные объекты проектируемого участка размещаются на землях, относящихся к низкокзначимым экосистемам, обладающим потенциалом естественного восстановления.

Намечаемой деятельностью не будут затронуты высокозначимые, высокочувствительные и среднезначимые экосистемы.

11.2 Комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

11.2.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения комплексной оценки воздействия представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов, и величины воздействия.

В таблице 11.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 11.2.

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 11.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
	объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 11.2 - 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>	<u>Кратковременный</u>	<u>Незначительная</u>	1-8	Воздействие низкой значимости
1	1	1		
<u>Ограниченный</u>	<u>Средней продолжительности</u>	<u>Слабая</u>	9-27	Воздействие средней значимости
2	2	2		
<u>Местный</u>	<u>Продолжительный</u>	<u>Умеренная</u>	28-64	Воздействие высокой значимости
3	3	3		
<u>Региональный</u>	<u>Многолетний</u>	<u>Сильная</u>	28-64	Воздействие высокой значимости
4	4	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.

11.2.2 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Анализ рассмотренных материалов позволил сделать выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Перечисленные выше, и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 11.3.

Таблица 11.3 – Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, но природная среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Незначительное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Сильное воздействие (компонент природной среды теряет способность к самовосстановлению)	Воздействие средней значимости
			1	4	4	16
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (94% от земельного отвода временно выведено вследствие расположения объектов, с последующей рекультивацией в том числе и биологической)	Воздействие низкой значимости

	Оврагообразование и эрозия.	транспорта вне дорог.	1	4	2	8
Почвы	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (механическими воздействиями нарушены гумусо-аккумулятивный горизонт, нарушено его сложение и структура, уплотнение иллювиального горизонта, активизируются эрозионные процессы, без образования новых форм, загрязнение почв нефтяными углеводородами и/или другими веществами вызывает изменение физико-химических свойств с сохранением направленности основных почвообразовательных процессов и режимов, приобретенные свойства не доминируют над природными, сохраняется способность почв к самовосстановлению)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Умеренное воздействие (Выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Животный мир	Незначительное уменьшение мест обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Умеренное воздействие (Выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12

Таким образом, влияние проектируемых работ на окружающую среду согласно интегральной оценке равно 76 (среднее значение 10,86 баллов).

Анализируя степень вышеперечисленных критериев на каждый компонент окружающей среды по каждому из вариантов разработки можно сказать, что ожидаемое экологическое воздействие на окружающую среду на контрактной территории месторождений допустимо принять как:

- **Локальное воздействие** (площадь воздействия до 1 км² или на удалении до 100 м от линейного объекта);
- **Слабое воздействие** (среда сохраняет способность к самовосстановлению);
- **Многолетнее воздействие** (постоянное).

Таким образом, интегральная оценка воздействия разработки месторождения Кульжан оценивается как **воздействие средней значимости**.

11.3 Вероятность аварийных ситуаций

11.3.1 Методика оценки степени экологического риска аварийных ситуаций

Проведение проектных работ в процессе разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ. Оценка экологического риска необходима для предотвращения и страхования возможных убытков и ответственности за экологические последствия аварий, которые потенциально возможны при проведении, практически, любого вида человеческой производственной деятельности.

Оценка экологического риска намечаемых проектных решений в процессе проведения проектируемых работ включает в себя рассмотрение следующих аспектов воздействия:

- комплексную оценку последствий воздействия на окружающую среду при нормальном ходе проектируемых работ;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом технического уровня оборудования;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом наличия опасных природных явлений;
- оценку ущерба природной среде и местному населению;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций;
- мероприятия по ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из матрицы.

В матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятности, возможны в течение срока производственной деятельности.

Уровень тяжести воздействия определяется, в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду, для каждого из компонентов.

Уровень экологического риска (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- **низкий** - приемлемый риск/воздействие.
- **средний** – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- **высокий** – риск/воздействие не приемлем.

11.3.2 Анализ возможных аварийных ситуаций

Добыча нефти и газа, в соответствии с принятыми в Республике Казахстан нормативами, относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для окружающей среды в результате возникновения аварийных ситуаций.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним – разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

В процессе строительства скважины могут возникнуть следующие осложнения процесса бурения:

- открытое фонтанирование,
- поглощение промывочной жидкости – частичное или катастрофическое,
- поглощение тампонажного раствора – частичное или катастрофическое,
- нарушение устойчивости пород стенок скважины,
- искривление вертикальности скважины.

Для предупреждения оставления шарошек при разбурировании цементных пробок необходимо не передерживать работу долота на забое, не использовать долото вторично.

Для предупреждения падения посторонних предметов необходимо предусмотреть использование устройства, предупреждающего падение посторонних предметов в скважину.

11.3.3 Оценка риска аварийных ситуаций

В процессе проведения проектируемых работ существуют природные и техногенные опасности, каждая из которых может стать причиной возникновения аварийной ситуации.

Природные опасности отличаются очень низкой вероятностью за год и в условиях Мангистауской области наиболее вероятными могут быть сильные ветра и высокая температура.

Антропогенные опасности создают более значительный риск возникновения аварийных ситуаций, таких как: нарушение технологии, пожары из-за курения или работы в зимнее время с открытым огнем, технологическая недисциплинированность и др.

Экологические последствия таких ситуаций очень серьезны. Вероятность наступления подобных ситуаций целиком зависит от уровня руководства коллективом и профессионализма персонала.

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды (без учета воздействия на работающий персонал и геологическую среду) при возникновении аварийных ситуаций, представлен в таблице 11.4.

Таблица 11.4

Компонент окружающей среды	Масштаб воздействия			Суммарная значимость воздействия
	интенсивность воздействия	пространственный	временной	
Атмосферный воздух	Слабая (2)	Точечный (1)	Кратковременный (1)	Низкая (2)
Подземные воды	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Почва	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Растительность	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Животный мир	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)

Уровень тяжести воздействия на геологическую среду при возникновении аварийных ситуаций, связанных с поглощением буровых растворов и межпластовых перетоков в процессе строительства скважин, представлен в таблице 11.5.

Таблица 11.5

Компонент окружающей среды	Масштаб воздействия			Суммарная значимость воздействия
	интенсивность воздействия	пространственный	временной	
Подземные воды	Умеренная (3)	Локальная (2)	Временный (2)	Средняя (12)
Геологическая среда	Умеренная (3)	Локальная (2)	Временный (2)	Средняя (12)

Оценка уровня экологического риска приведена в таблице 11.6.

Уровень экологического риска аварий в процессе разработки месторождения является «**низкий**» - приемлемый риск/воздействие.

Уровень экологического риска аварий, связанных с поглощением буровых растворов и межпластовых перетоков, в процессе строительства скважин является «**средний**» - риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем.

Таблица 11.6 – Матрица оценки риска аварии

Последствия (воздействия) в баллах									Частота аварий (число случаев в год)					
Значимость воздействия	Компоненты природной среды								<10 ⁻⁶	$\frac{\geq 10^{-6}}{6 < 10^{-4}}$	$\frac{\geq 10^{-4}}{4 < 10^{-3}}$	$\frac{\geq 10^{-3}}{3 < 10^{-1}}$	$\frac{\geq 10^{-1}}{1 < 1}$	≥ 1
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10	х		х		х		х	х				ххххх		
11-21														
22-32														
33-43														
44-54														
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

11.4 Прогноз последствий аварийных ситуаций для окружающей среды

В условиях интенсивной антропогенной деятельности, базирующейся, к сожалению, на недостаточно высоком уровне научной и технической оснащенности народного хозяйства и связанной с серьезными ошибками в технической и экологической политике, проблема экологической безопасности окружающей природной среды представляется одной из наиболее актуальных. Следует подчеркнуть, что реализация крупных народно-хозяйственных проектов, помимо достижения планируемых положительных моментов, сопровождается возникновением негативных природно-антропогенных процессов, приводящих, в частности, к ухудшению качества водных и земельных ресурсов и снижению экологической устойчивости природной среды.

С развитием высоких технологий и производством высококачественной техники значительные требования предъявляются работающему персоналу на всех стадиях от ее изготовления до эксплуатации. На первое место выходит человеческий фактор, не только профессионализм работника, но и его физическое состояние, обусловленное условиями работы.

Неблагоприятные метеорологические условия работы на открытом воздухе могут отрицательно повлиять на здоровье рабочих.

В осенне-зимний период года возможны переохлаждения, случаи отморожения и даже замерзания. Случаи переохлаждения нередки и даже весной, особенно в сырую погоду.

В результате длительного воздействия солнечных лучей у работающего в летний период может быть солнечный удар. Прогревание организма возможно в жару в плохо вентилируемых помещениях.

Углеводороды при определенных концентрациях в воздухе оказывают вредное воздействия на организм человека и могут вызывать острое отравление и заболевания.

Жидкие углеводороды оказывают слабое раздражающее действие на слизистую оболочку дыхательных путей, а при длительном соприкосновении действуют как раздражающее вещество. Они вызывают судороги, поражают центральную нервную систему, кровеносные органы.

Не маловажную роль играет и моральное состояние работника. Все эти причины сказываются на работоспособности, умение реально оценивать создавшуюся обстановку, быстро и верно принимать правильные решения. В противном случае неадекватное поведение работающего, как правило, становится причиной возникновения аварийной ситуации того или иного масштаба.

Ежегодно стихийные бедствия, возникающие в различных странах, производственные аварии на производственных объектах, коммунально-энергетических системах городов вызывают крупномасштабные разрушения, гибель людей, большие потери материальных ценностей.

Стихийные бедствия по природе возникновения и вызываемому ущербу могут быть самыми разнообразными. К ним относятся: землетрясения, извержения вулканов, наводнения, пожары, ураганы, бури, штормы.

Наиболее объективной оценкой уровня экологической безопасности антропогенной деятельности, объединяющей различные ее аспекты: технический, экономический, экологический и социальный, является оценка суммарного риска, под которым понимается вероятность возникновения и развития, неблагоприятных природно-техногенных процессов, сопровождающихся, как правило, существенными экологическими последствиями. При этом уровень экологического риска возрастает из-за невозможности предвидеть весь комплекс неблагоприятных процессов и их развития, из-за недостаточной информации о свойствах и показателях отдельных компонентов природной среды, необходимых для построения оперативных, среднесрочных и долгосрочных прогнозов развития каждого из природно-техногенных процессов. Существенно возрастает уровень экологического риска из-за того, что практически невозможно оценить обобщенную реакцию природной среды от суммарного воздействия отдельных видов антропогенной деятельности и способной привести к катастрофическим последствиям.

11.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;
- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При газопроявлениях необходимо предпринять следующие меры:

- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в буровых трубах при закрытой скважине);
- подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;
- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции;

- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;
- о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихватобезопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;
- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;
- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;
- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихватобезопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;
- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;
- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;
- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;
- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.

Одним из основных видов аварий являются возможные разливы нефтепродуктов, выделение газа при открытом фонтанировании скважины.

Произведенная своевременно ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую среду.

Перечень неотложных мероприятий по ликвидации аварии приведен в таблице 11.7.

Таблица 11.7 - Мероприятия по ликвидации аварий

Перечень мероприятий	Сроки проведения
1. Ликвидировать (отключить, перекрыть, заглушить) источник выделения нефтепродукта, газа.	в течение 1 суток
2. Локализовать разлив, преградив растекание нефтепродукта по поверхности земли сооружением валов, насыпей, дамб, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек.	в течение 2-х суток
3. Выполнить противопожарное устройство участка, оградив базовый лагерь лигнерализованными полосами шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете сжигания, разведения огня, организовать сторожевую охрану.	в течение 2-х суток
4. Осуществить сбор замазученного грунта и вывоз в пункты утилизации.	в течение 10 суток

В случае возникновения аварий, мероприятия по их ликвидации проводятся по дополнительным планам.

Нефтегазовые операции на месторождении ведутся уже несколько лет, поэтому недропользователи имеют разработанный и утвержденный «План проведения работ по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций» в соответствии со следующими положениями:

- возможные аварийные ситуации при намечаемой хозяйственной деятельности;
- методы реагирования на аварийные ситуации;
- создание аварийной бригады (численность, состав, руководители, метод оповещения и т.д.);
- фазы реагирования на аварийную ситуацию;
- оснащенность оборудованием, материалами и техникой бригады для локализации и ликвидации разливов;
- методы локализации очагов загрязнения.

Мероприятия по снижению экологического риска

Основными мерами по предупреждению аварийных ситуаций является строгое соблюдение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

В целях предотвращения аварийных ситуаций на предприятии разработаны специальные мероприятия:

- все конструкции рассчитаны и запроектированы с учетом сейсмических нагрузок;

-
- установку бурового и технологического оборудования производить на фундаментах, на основе сульфатостойкого портландцемента, с покрытием подземной частью горячим битумом за 2 раза;
 - применять буровой раствор без высокотоксичных химических реагентов.

Специалисты недропользователей уверены, что технологические решения и меры безопасности, реализуемые ими при осуществлении данного проекта, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения.

12 РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

Для компенсации неизбежного ущерба естественным ресурсам вводятся экономические методы воздействия на предприятия. В качестве таких мер с предприятия взимается плата за пользование природными ресурсами и плата за эмиссии загрязняющих веществ.

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ и размещение отходов произведен в соответствии со статьей 576 Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)», пунктом 5 статьи 6 Закона Республики Казахстан «О местном государственном управлении в Республике Казахстан» и Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду (Утвержденной приказом Министра ООС Республики Казахстан от 08.04.09 года № 68-п).

12.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. Плата за эмиссии в атмосферный воздух будет осуществляться на основании разрешения на эмиссии.

12.2 Расчет платы за размещение отходов

Собственные полигоны для размещения отходов на контрактной территории АО «КоЖаН» отсутствуют. Плата за размещение отходов будет осуществляться по факту образования.

13 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Согласно **Главе 13** Экологического Кодекса Республики Казахстан ст. 182 п.1 *«Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль»*.

Целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия решений в отношении экологической политики природопользователя, целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;

- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;

- сведение к минимуму воздействия производственных процессов природопользователя на окружающую среду и здоровье человека;

- повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;

- оперативное упреждающее реагирование на внештатные ситуации;

- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников природопользователей;

- информирование общественности об экологической деятельности предприятий и рисках для здоровья населения;

- повышение уровня соответствия экологическим требованиям;

- повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды;

- учет экологических рисков при инвестировании и кредитовании.

Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

С целью выполнения экологических требований предприятием разрабатывается программа производственного экологического контроля окружающей среды месторождения.

Программа определяет порядок и методы:

- проведение мониторинга за состоянием компонентов природной среды - атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почв, растительного и животного мира;

- выявления последствий аварийных и нештатных ситуаций, связанных с нарушением и загрязнением компонентов окружающей среды;
- проведения отбора проб воздуха, воды, почв, лабораторных исследований и обработки полученных результатов;
- число и месторасположение пунктов наблюдения;
- периодичность отбора проб;
- описание методики отбора проб, проведения анализов и интерпретации результатов;
- составления необходимых документов по результатам проведенного мониторинга.

Согласно разработанной программе, должен быть предусмотрен:

Контроль атмосферного воздуха

Наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в период строительства скважины рекомендуется проводить ежеквартально на границе санитарно-защитной зоны месторождения с определением следующих загрязняющих веществ: диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, нефтяных углеводородов.

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.

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

Усредненные за сутки значения концентраций сопоставляются со среднесуточными значениями ПДКс.с. для населенных мест.

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

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами:

ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;

ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха».

Кроме контроля качества атмосферного воздуха, предусматривается 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.

Перечень измеряемых ингредиентов принят по проекту НДВ. мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за наблюдением НДВ;

Контроль за качеством подземных вод

Мониторинг подземных вод, проводится с целью определения качества грунтовых вод. Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» - *Недропользователем осуществляется контроль через сеть инженерных скважин за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения).*

Химический состав воды контролируется по следующим параметрам: макро-микрохимического состава, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, тяжелые металлы.

Частота отбора проб подземных вод должна быть не реже чем 1 раз в квартал. Мониторинг должен осуществляться аккредитованной лабораторией.

Мониторинг почв

На месторождении для наблюдения за динамикой изменения свойств почв должны быть созданы площадки для отбора проб грунта. Географические координаты площадок соответствуют координатам точек (постов) атмосферного мониторинга.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

Мониторинг растительного покрова

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но не менее 1 раза в год.

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

Мониторинг состояния животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти 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. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрывивание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить *не реже 1 раза в год*.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

Мониторинг обращения с отходами

На месторождении внедрена система, включающая контроль: за объемом образования отходов, за сбором и накоплением отходов, за состоянием площадок, где расположены контейнеры/емкости для хранения отходов, за транспортировкой отходов на месторождении, за временным хранением и отправкой отходов на специальные предприятия, за выполнением проектных решений по процедурам обработки, вывоза и утилизации отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов должна быть налажена система внутрипромыслового и внешнего учета, контроля и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Мониторинг в период нештатных (аварийных) ситуаций

В случае возникновения аварийной ситуации на объектах месторождения должны руководствоваться разработанным «Планом ликвидации аварии», в котором определяются организация и производство аварийно-восстановительных работ, а также обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидационных работах.

По окончании оперативных аварийно-восстановительных работ, мониторинг состояния окружающей среды будет заключаться в проведении комплексного обследования площади, подвергшейся неблагоприятному воздействию. После определения фактических нарушений, разрабатывается План мероприятий по очистке и восстановлению (реабилитации) территории, частью которого является Программа мониторинговых работ на данной территории.

Мониторинговые наблюдения планируются в зависимости от характера и масштабов нештатных ситуаций. При этом определяются природные среды, состояние которых будет наблюдаться, частота измерений по каждой среде и измеряемые ингредиенты. Мониторинговые работы в период аварийной ситуации отличаются, прежде всего, увеличением частоты измерений (до ежедневных в первые две недели после аварии и еженедельных на протяжении всего цикла реабилитационных работ). Также расширением числа измеряемых загрязняющих веществ. Методы отбора и анализа те же, что предусмотрены в период обычных мониторинговых работ.

После ликвидации аварийной ситуации решается вопрос о переходе вышеуказанных видов наблюдений на постоянно действующий режим мониторинга с корректировкой точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Экологический кодекс Республики Казахстан, Астана, 2021 г. (с изменениями и дополнениями от 27.12.2021 г.);
- 2 Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. РНД 03.1.0.3.01-96, Алматы, 1996 г.;
- 3 Внутренний водопровод и канализация зданий, СП РК 4.01-101-2012;
- 4 «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы 1996;
- 5 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004 Астана, 2004;
- 6 Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников, Астана, 2008 г.;
- 7 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004". Астана, 2004 г.;
- 8 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, Астана, 2004;
- 9 «Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» (Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-Ө).
- 10 «Методика расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов». Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206.
- 11 «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах». ГН Утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.
- 12 "Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека", утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.
- 13 "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

- 14 Статистический сборник Социально-экономическое развитие Атырауской области за январь 2022 г.
- 15 Красная Книга Казахстана. Алматы, 1995.
- 16 Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. Алматы, 1998 год.
- 17 Г.М Сухарев. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. Москва, Недра. 1971.
- 18 В.Н Корценштейн. Гидрогеология Бухаро-Хивинской газонефтеносной области. Москва, Недра. 1964.
- 19 А.Ф. Ковшарь Редкие животные Казахстана, Алма-Ата, 1986.
- 20 Редкие птицы и звери Казахстана, Алма-Ата, изд. «Галым», 1991.
- 21 Млекопитающие Казахстана, 1-4 том, Алма-Ата, изд. «Наука», 1982.
- 22 Жизнь животных в 7 томах, Москва. Просвещение, 1985.
- 23 Ковшарь А.Ф. Заповедники Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1989.
- 24 Млекопитающие Казахстана. Алма-Ата, 1969-1985 годы. Т. 1-6.
- 25 К.Т. Параскив. Пресмыкающиеся Казахстана. Алма-Ата, 1956.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

1 вариант

2022 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6001, РВС-2000 м3 №5

Источник выделения № 6001 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 555073.602355**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 555073.602355 / (0.9452 · 2000) = 293.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 555073.602355 / (10⁷ · 0.9452) = 0.914**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.914 / 100 = 0.6620000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.914 / 100 = 0.2450000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0419 / 100 = 0.0112300**

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источники загрязнения № 6002-6003, РВС-1000 м3 №4 и №5****Источники выделения № 6002-6003 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $\_NAME\_ =$ **А, Б, В**Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.9452$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$ Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 71.818125$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$ $\_P = 1.950161$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6004, ОН-200

Источник выделения № 6004 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**



Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 200$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушнoй смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$
 , $P = 1.950161$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6005, ОГ-200

Источник выделения № 6005 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 200**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 555073.602355**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 555073.602355 / (0.9452 · 2000) = 293.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 555073.602355 / (10⁷ · 0.9452) = 0.914**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.914 / 100 = 0.6620000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.914 / 100 = 0.2450000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0419 / 100 = 0.0112300**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.914 / 100 = 0.0032000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0419 / 100 = 0.0001467**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.914 / 100 = 0.0020100**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.0419 / 100 = 0.0000922**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 0.914 / 100 = 0.0010050**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.0419 / 100 = 0.0000461**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6006-6010, РГС-60м3

Источник выделения № 6006-6010 06, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 60**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 60**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 69384.20028999999**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 69384.20029 / (0.9452 · 60) = 1223.4**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 69384.20029 / (10⁷ · 0.9452) = 0.1142**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.1142 / 100 = 0.0827000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.1142 / 100 = 0.0306000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{avg}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0004000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{avg}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0002510$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{avg}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0001256$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.0827
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.0306
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.0001256
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.000251

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6011-6013, РГС-90мЗ

Источник выделения № 6011-6013 06, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 60$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 90$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 69384.20028999999$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 69384.20029 / (0.9452 \cdot 60) = 1223.4$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$



Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 69384.20029 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.1142$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0827000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0306000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0004000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0002510$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0001256$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.0827
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.0306
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.0001256
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.000251

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6014-6015, РВС-2000 м3 №6 и №7

Источники выделения № 6014-6015 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$
 Категория веществ, $NAME = A, B, B$
 Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 2000$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$
 $P = 1.950161$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6016, РВС-5000 м³ №8

Источник выделения № 6016 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 5000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 555073.602355**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 555073.602355 / (0.9452 · 2000) = 293.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 555073.602355 / (10⁷ · 0.9452) = 0.914**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.914 / 100 = 0.6620000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.914 / 100 = 0.2450000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0419 / 100 = 0.0112300**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.914 / 100 = 0.0032000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0419 / 100 = 0.0001467**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.914 / 100 = 0.0020100**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.0419 / 100 = 0.0000922**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**



Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6017, Площадка 136 скважин

Источник выделения № 6017 17, ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 680$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 680 = 3.226$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 3.226 / 3.6 = 0.896$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 72.46 / 100 = 0.6490000$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.649 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 20.4700000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 26.8 / 100 = 0.2400000$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.24 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.5700000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.35 / 100 = 0.0031360$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.003136 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0989000$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.11 / 100 = 0.0009860$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000986 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0311000$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.22 / 100 = 0.0019700$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00197 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0621000$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2040$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 2040 = 0.0404$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0404 / 3.6 = 0.01122$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 72.46 / 100 = 0.0081300$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00813 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2564000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 26.8 / 100 = 0.0030070$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003007 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0948000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000393$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000393 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0012400$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.11 / 100 = 0.00001234$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003890$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000247$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000247 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0007790$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	680	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2040	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.649	20.7264
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.24	7.6648
0602	Бензол (64)	0.003136	0.10014
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000986	0.031489
0621	Метилбензол (349)	0.00197	0.062879

2 вариант

2022 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6001, РВС-2000 м3 №5

Источник выделения № 6001 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$
 Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$
 Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$
 $KTMIN = 0.12$
 Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$
 Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$
 $KTMAX = 1.27$
 Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$
 Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный вертикальный}$
 Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2000$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$
 Категория веществ, $NAME = \text{А, Б, В}$
 Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 2000$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$
 Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$
 $P = 1.950161$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6002-6003, РВС-1000 м3 №4 и №5

Источники выделения № 6002-6003 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpm(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 555073.602355**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 555073.602355 / (0.9452 · 2000) = 293.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 555073.602355 / (10⁷ · 0.9452) = 0.914**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.914 / 100 = 0.6620000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.914 / 100 = 0.2450000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0419 / 100 = 0.0112300**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6004, ОН-200

Источник выделения № 6004 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 200$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6005, ОГ-200

Источник выделения № 6005 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный вертикальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME = \text{А, Б, В}$

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 200$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6006-6010, РГС-60мЗ

Источник выделения № 6006-6010 06, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$
 Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$
 Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$
 $KTMIN = 0.12$
 Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$
 Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$
 $KTMAX = 1.27$
 Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$
 Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$
 Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 60$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$
 Категория веществ, $NAME = \text{А, Б, В}$
 Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение Kpm(Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м3, $V = 60$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 69384.20028999999$
 Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.9452$
 Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 69384.20029 / (0.9452 \cdot 60) = 1223.4$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 71.818125$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$
 $P = 1.950161$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 69384.20029 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.1142$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0827000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0306000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0004000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0002510$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0001256$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.0827

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.0306
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.0001256
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.000251

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6011-6013, РГС-90м3

Источник выделения № 6011-6013 06, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 60**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 90**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 69384.20028999999**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 69384.20029 / (0.9452 · 60) = 1223.4**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 69384.20029 / (10⁷ · 0.9452) = 0.1142**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.1142 / 100 = 0.0827000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.1142 / 100 = 0.0306000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0419 / 100 = 0.0112300**

Примесь: 0602 Бензол (64)



Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0004000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0002510$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0001256$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.0827
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.0306
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.0001256
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.000251

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6014-6015, РВС-2000 м3 №6 и №7

Источники выделения № 6014-6015 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 71.818125$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6016, РВС-5000 м3 №8

Источник выделения № 6016 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение $K_{рmax}$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 5000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6017, Площадка 136 скважин

Источник выделения № 6017 17, ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 680$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 680 = 3.226$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 3.226 / 3.6 = 0.896$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 72.46 / 100 = 0.6490000$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.649 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 20.4700000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 26.8 / 100 = 0.2400000$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.24 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.5700000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.35 / 100 = 0.0031360$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003136 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0989000$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.11 / 100 = 0.0009860$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000986 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0311000$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.22 / 100 = 0.0019700$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00197 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0621000$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2040$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 2040 = 0.0404$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0404 / 3.6 = 0.01122$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 72.46 / 100 = 0.0081300$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00813 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2564000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 26.8 / 100 = 0.0030070$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003007 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0948000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000393$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000393 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0012400$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.11 / 100 = 0.00001234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003890$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000247$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000247 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0007790$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/г</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	680	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2040	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.649	20.7264
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.24	7.6648
0602	Бензол (64)	0.003136	0.10014
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000986	0.031489
0621	Метилбензол (349)	0.00197	0.062879

2024 г.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6001, РВС-2000 м3 №5

Источник выделения № 6001 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 451397.496939**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 451397.496939 / (0.9452 \cdot 2000) = 238.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 56.977002$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSPR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 451397.496939 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.743$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 56.977002) / 10^4 = 0.03326$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.743 / 100 = 0.5380000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0241000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.743 / 100 = 0.1990000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0089100$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.743 / 100 = 0.0026000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0001164$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.743 / 100 = 0.0016350$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.743 / 100 = 0.0008170$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.538
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.199
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.0026
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.000817
0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.001635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6002-6003, РВС-1000 м3 №4 и №3

Источники выделения № 6002-6003 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$
 Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$
 $KTMAX = 1.27$
 Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$
 Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный вертикальный}$
 Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2000$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$
 Категория веществ, $NAME = A, B, B$
 Значение Kprg(Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение Kpmх(Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 1000$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 451397.496939$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 451397.496939 / (0.9452 \cdot 2000) = 238.8$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 56.977002$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$
 $P = 1.950161$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 451397.496939 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.743$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 56.977002) / 10^4 = 0.03326$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.743 / 100 = 0.5380000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0241000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.743 / 100 = 0.1990000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0089100$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.743 / 100 = 0.0026000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0001164$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.743 / 100 = 0.0016350$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.743 / 100 = 0.0008170$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.538
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.199
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.0026
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.000817

0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.001635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6004, ОН-200

Источник выделения № 6004 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 200**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 451397.496939**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 451397.496939 / (0.9452 · 2000) = 238.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 56.977002**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 451397.496939 / (10⁷ · 0.9452) = 0.743**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 56.977002) / 10⁴ = 0.03326**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.743 / 100 = 0.5380000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.03326 / 100 = 0.0241000**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.743 / 100 = 0.1990000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.03326 / 100 = 0.0089100**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.743 / 100 = 0.0026000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.03326 / 100 = 0.0001164**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.743 / 100 = 0.0016350$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.743 / 100 = 0.0008170$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.538
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.199
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.0026
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.000817
0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.001635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения № 6005, ОГ-200****Источник выделения № 6005 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м³, $V = 200$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 451397.496939$ Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 451397.496939 / (0.9452 \cdot 2000) = 238.8$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$ Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 56.977002$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$ $P = 1.950161$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 451397.496939 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.743$ Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 56.977002) / 10^4 = 0.03326$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.743 / 100 = 0.5380000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0241000$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.743 / 100 = 0.1990000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0089100$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.743 / 100 = 0.0026000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0001164$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.743 / 100 = 0.0016350$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.743 / 100 = 0.0008170$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.538
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.199
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.0026
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.000817
0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.001635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источники загрязнения № 6006-6010, РГС-60мЗ****Источники выделения № 6006-6010 06, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $\_NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $\_NAME =$ **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 60$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $\_NAME =$ **А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м³, $V = 60$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 56424.68712$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 56424.68712 / (0.9452 \cdot 60) = 994.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 56.97700$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 56424.68712 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.0929$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 56.977) / 10^4 = 0.03326$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0673000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0241000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0249000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0089100$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0003250$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0001164$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0002044$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0001022$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.0673
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.0249
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.000325
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.0001022
0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.0002044

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6011-6013, РГС-90м3

Источники выделения № 6011-6013 06, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $NAME_ = "буферная емкость"$ (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME_ = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 60$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME_ = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 90$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 56424.68712$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 56424.68712 / (0.9452 \cdot 60) = 994.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 56.97700$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 56424.68712 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.0929$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 56.977) / 10^4 = 0.03326$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0673000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0241000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0249000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0089100$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0003250$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0001164$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0002044$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0929 / 100 = 0.0001022$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.0673
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.0249
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.000325

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.0001022
0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.0002044

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6014-6015, РВС-2000 м3 №6 и №7

Источники выделения № 6014-6015 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 451397.496939**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 451397.496939 / (0.9452 · 2000) = 238.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 56.977002**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 451397.496939 / (10⁷ · 0.9452) = 0.743**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 56.977002) / 10⁴ = 0.03326**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.743 / 100 = 0.5380000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.03326 / 100 = 0.0241000**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.743 / 100 = 0.1990000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.03326 / 100 = 0.0089100**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.743 / 100 = 0.0026000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.03326 / 100 = 0.0001164**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.743 / 100 = 0.0016350$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.743 / 100 = 0.0008170$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.538
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.199
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.0026
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.000817
0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.001635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения № 6016, РВС-5000 м3 №8****Источник выделения № 6016 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12****KTMIN = 0.12**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27****KTMAX = 1.27**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 5000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 451397.496939**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 451397.496939 / (0.9452 \cdot 2000) = 238.8$ Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 56.977002**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161****, P = 1.950161**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 451397.496939 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.743$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 56.977002) / 10^4 = 0.03326$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.743 / 100 = 0.5380000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0241000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.743 / 100 = 0.1990000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0089100$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.743 / 100 = 0.0026000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0001164$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.743 / 100 = 0.0016350$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000732$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.743 / 100 = 0.0008170$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.03326 / 100 = 0.0000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0241	0.538
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00891	0.199
0602	Бензол (64)	0.0001164	0.0026
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000366	0.000817
0621	Метилбензол (349)	0.0000732	0.001635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6017, Площадка 139 скважин

Источник выделения № 6017 17, ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 695$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 695 = 3.3$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 3.3 / 3.6 = 0.917$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.917 \cdot 72.46 / 100 = 0.6640000$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.664 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 20.9400000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.917 \cdot 26.8 / 100 = 0.2460000$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.246 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.7600000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.917 \cdot 0.35 / 100 = 0.0032100$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00321 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1012000$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.917 \cdot 0.11 / 100 = 0.0010090$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001009 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0318000$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.917 \cdot 0.22 / 100 = 0.0020170$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002017 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0636000$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2085$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 2085 = 0.0413$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0413 / 3.6 = 0.01147$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01147 \cdot 72.46 / 100 = 0.0083100$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00831 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2620000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01147 \cdot 26.8 / 100 = 0.0030740$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003074 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0970000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01147 \cdot 0.35 / 100 = 0.00004015$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00004015 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0012660$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01147 \cdot 0.11 / 100 = 0.00001262$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001262 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003980$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01147 \cdot 0.22 / 100 = 0.00002523$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002523 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0007960$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	695	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды,	Поток №8	2085	8760

двухфазные среды)			

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.664	21.202
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.246	7.857
0602	Бензол (64)	0.00321	0.102466
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.001009	0.032198
0621	Метилбензол (349)	0.002017	0.064396

3 вариант**2022 год****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения № 6001, РВС-2000 м3 №5****Источник выделения № 6001 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12****KTMIN = 0.12**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27****KTMAX = 1.27**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость"** (все типы резервуаров)Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 555073.602355**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 555073.602355 / (0.9452 · 2000) = 293.6**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161****, P = 1.950161**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

$$\text{Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), } M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), } G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источники загрязнения № 6002-6003, РВС-1000 м3 №4 и №5****Источники выделения № 6002-6003 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $\_NAME_ =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)Конструкция резервуаров, $\_NAME_ =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $\_NAME_ =$ **А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 555073.602355$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.9452$ 

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 71.818125$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSPR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6004, ОН-200

Источник выделения № 6004 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$



Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость"}$ (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный вертикальный}$

Объем одного резервуара данного типа, m^3 , $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, m^3 , $V = 200$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, $t/\text{год}$, $B = 555073.602355$

Плотность смеси, t/m^3 , $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его заправки, $m^3/\text{час}$, $VCMAX = 71.818125$

Давление паров смеси, $mm.r.t.st.$, $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, $gr.C$, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, $kg/kmol$, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, $t/\text{год}$ (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, g/c (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, $t/\text{год}$ (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$

Максимальный из разовых выброс, g/c (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, $t/\text{год}$ (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$

Максимальный из разовых выброс, g/c (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, $t/\text{год}$ (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$

Максимальный из разовых выброс, g/c (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, $t/\text{год}$ (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, g/c (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, $t/\text{год}$ (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, g/c (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс g/c	Выброс $t/\text{год}$
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

*Источник загрязнения № 6005, ОГ-200**Источник выделения № 6005 01, дыхательный клапан*

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12****KTMIN = 0.12**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27****KTMAX = 1.27**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 2000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м³, **V = 200**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 555073.602355**Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.9452**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 555073.602355 / (0.9452 · 2000) = 293.6**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 71.818125**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161****, P = 1.950161**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 555073.602355 / (10⁷ · 0.9452) = 0.914**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.914 / 100 = 0.6620000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.914 / 100 = 0.2450000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0419 / 100 = 0.0112300****Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.914 / 100 = 0.0032000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0419 / 100 = 0.0001467**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источники загрязнения № 6006-6010, РГС-60мЗ****Источник выделения № 6006-6010 06, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 60$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 60$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 69384.20028999999$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.9452$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 69384.20029 / (0.9452 \cdot 60) = 1223.4$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 71.818125$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$ $P = 1.950161$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 69384.20029 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.1142$ Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0827000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0306000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0004000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0002510$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0001256$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.0827
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.0306
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.0001256
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.000251

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источники загрязнения № 6011-6013, РГС-90м3****Источник выделения № 6011-6013 06, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ **$KTMIN = 0.12$** Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ **$KTMAX = 1.27$** Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 60$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $\_NAME\_ =$ **А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 90$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 69384.20028999999$

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 69384.20029 / (0.9452 \cdot 60) = 1223.4$

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 69384.20029 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.1142$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0827000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0306000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0004000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0002510$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1142 / 100 = 0.0001256$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.0827
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.0306
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.0001256
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.000251

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6014-6015, РВС-2000 м3 №6 и №7

Источники выделения № 6014-6015 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**



$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, **$TMAX = 67$**

Коэффициент Kt (Прил.7), **$KT = 1.27$**

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, **$NAME = \text{"буферная емкость"}$** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **$NAME = \text{Наземный вертикальный}$**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **$VI = 2000$**

Количество резервуаров данного типа, **$NR = 1$**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **$KNR = 1$**

Категория веществ, **$NAME = A, B, B$**

Значение Kpr(Прил.8), **$KPSR = 0.1$**

Значение Kpmax(Прил.8), **$KPM = 0.1$**

Коэффициент, **$KPSR = 0.1$**

Коэффициент, **$KPMAX = 0.1$**

Общий объем резервуаров, м³, **$V = 2000$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **$B = 555073.602355$**

Плотность смеси, т/м³, **$RO = 0.9452$**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **$NN = B / (RO \cdot V) = 555073.602355 / (0.9452 \cdot 2000) = 293.6$**

Коэффициент (Прил. 10), **$KOB = 1.35$**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его заправки, м³/час, **$VCMAX = 71.818125$**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **$PS = 1.950161$**

, **$P = 1.950161$**

Коэффициент, **$KB = 1$**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **$TKIP = 166$**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **$MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **$M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 555073.602355 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.914$**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **$G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 71.818125) / 10^4 = 0.0419$**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 72.46$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.914 / 100 = 0.6620000$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0303600$**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 26.8$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.914 / 100 = 0.2450000$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0112300$**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.35$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.914 / 100 = 0.0032000$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.22$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.11$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005

0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6016, РВС-5000 м3 №8

Источник выделения № 6016 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 5000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 555073.602355**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 555073.602355 / (0.9452 · 2000) = 293.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 71.818125**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 555073.602355 / (10⁷ · 0.9452) = 0.914**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 71.818125) / 10⁴ = 0.0419**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.914 / 100 = 0.6620000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0419 / 100 = 0.0303600**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.914 / 100 = 0.2450000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0419 / 100 = 0.0112300**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.914 / 100 = 0.0032000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0001467$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.914 / 100 = 0.0020100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000922$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.914 / 100 = 0.0010050$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0419 / 100 = 0.0000461$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03036	0.662
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01123	0.245
0602	Бензол (64)	0.0001467	0.0032
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000461	0.001005
0621	Метилбензол (349)	0.0000922	0.00201

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6017, Площадка 136 скважин

Источник выделения № 6017 17, ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 680$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 680 = 3.226$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 3.226 / 3.6 = 0.896$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 72.46 / 100 = 0.6490000$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.649 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 20.4700000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 26.8 / 100 = 0.2400000$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.24 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.5700000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.35 / 100 = 0.0031360$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003136 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0989000$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.11 / 100 = 0.0009860$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000986 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0311000$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.896 \cdot 0.22 / 100 = 0.0019700$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00197 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0621000$

Наименование оборудования: *Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)*

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2040$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 2040 = 0.0404$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0404 / 3.6 = 0.01122$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 72.46 / 100 = 0.0081300$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00813 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2564000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 26.8 / 100 = 0.0030070$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003007 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0948000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000393$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000393 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0012400$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.11 / 100 = 0.00001234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003890$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01122 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000247$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000247 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0007790$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	680	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2040	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.649	20.7264
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.24	7.6648
0602	Бензол (64)	0.003136	0.10014
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000986	0.031489
0621	Метилбензол (349)	0.00197	0.062879

2027 г.**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения № 6001, РВС-2000 м3 №5****Источник выделения № 6001 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12****KTMIN = 0.12**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27****KTMAX = 1.27**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 355557.773855**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 355557.773855 / (0.9452 · 2000) = 188.1**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 45.605273**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161****, P = 1.950161**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 355557.773855 / (10⁷ · 0.9452) = 0.585**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 45.605273) / 10⁴ = 0.0266****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.585 / 100 = 0.4240000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0266 / 100 = 0.0192700****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.585 / 100 = 0.1568000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0266 / 100 = 0.0071300****Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.585 / 100 = 0.0020480**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0266 / 100 = 0.0000931**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.585 / 100 = 0.0012870$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.585 / 100 = 0.0006440$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.424
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.1568
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.002048
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.000644
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.001287

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источники загрязнения № 6002-6003, РВС-1000 м3 №4 и №3****Источники выделения № 6002-6003 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 355557.773855$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.9452$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 355557.773855 / (0.9452 \cdot 2000) = 188.1$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX = 45.605273$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$ $P = 1.950161$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 355557.773855 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.585$ Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 45.605273) / 10^4 = 0.0266$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.585 / 100 = 0.4240000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0192700$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.585 / 100 = 0.1568000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0071300$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.585 / 100 = 0.0020480$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000931$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.585 / 100 = 0.0012870$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.585 / 100 = 0.0006440$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.424
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.1568
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.002048
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.000644
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.001287

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения № 6004, ОН-200****Источник выделения № 6004 01, дыхательный клапан**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $\_NAME\_ =$ **А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 200$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 355557.773855$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 355557.773855 / (0.9452 \cdot 2000) = 188.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 45.605273$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 355557.773855 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.585$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 45.605273) / 10^4 = 0.0266$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.585 / 100 = 0.4240000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0192700$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.585 / 100 = 0.1568000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0071300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.585 / 100 = 0.0020480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000931$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.585 / 100 = 0.0012870$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.585 / 100 = 0.0006440$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.424
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.1568
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.002048
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.000644
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.001287

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6005, ОГ-200

Источник выделения № 6005 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.12$

$KTMIN = 0.12$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 1.27$

$KTMAX = 1.27$

Режим эксплуатации, $NAME_ = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров, $NAME_ = \text{Наземный вертикальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME_ = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 200$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 355557.773855$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 355557.773855 / (0.9452 \cdot 2000) = 188.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушнoй смеси, вытесняемой из резервуара во время его за качки, м³/час, $VCMAX = 45.605273$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 355557.773855 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.585$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 45.605273) / 10^4 = 0.0266$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.585 / 100 = 0.4240000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0192700$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.585 / 100 = 0.1568000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0071300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.585 / 100 = 0.0020480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000931$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.585 / 100 = 0.0012870$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.585 / 100 = 0.0006440$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.424
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.1568
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.002048

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.000644
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.001287

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6006-6010, РГС-60м3

Источники выделения № 6006-6010 06, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 60**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 60**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 44444.72173**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.9452**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 44444.72173 / (0.9452 · 60) = 783.7**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 45.60527**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 1.950161**

, **P = 1.950161**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 166**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 166 + 45 = 144.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 1.950161 · 144.6 · (1.27 · 1 + 0.12) · 0.1 · 1.35 · 44444.72173 / (10⁷ · 0.9452) = 0.0732**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 1.950161 · 144.6 · 1.27 · 0.1 · 1 · 45.60527) / 10⁴ = 0.0266**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.0732 / 100 = 0.0530000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0266 / 100 = 0.0192700**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.0732 / 100 = 0.0196000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0266 / 100 = 0.0071300**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.0732 / 100 = 0.0002560**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0266 / 100 = 0.0000931**



Примесь: 0621 Метилбензол (349)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0732 / 100 = 0.0001610$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0732 / 100 = 0.0000805$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.053
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.0196
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.000256
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.0000805
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.000161

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ***Источники загрязнения № 6011-6013, РГС-90м3******Источники выделения № 6011-6013 06, дыхательный клапан***

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$ $KTMIN = 0.12$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$ $KTMAX = 1.27$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 90$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 60$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 44444.72173$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.9452$ Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 44444.72173 / (0.9452 \cdot 60) = 783.7$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 45.60527$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$ $P = 1.950161$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

$$\begin{aligned} \text{Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), } M &= 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \\ &\cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 44444.72173 / (10^7 \cdot \\ &0.9452) = 0.0732 \end{aligned}$$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 45.60527) / 10^4 = 0.0266$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0732 / 100 = 0.0530000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0192700$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0732 / 100 = 0.0196000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0071300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0732 / 100 = 0.0002560$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000931$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0732 / 100 = 0.0001610$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0732 / 100 = 0.0000805$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.053
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.0196
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.000256
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.0000805
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.000161

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6014-6015, РВС-2000 м3 №6 и №7

Источники выделения № 6014-6015 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -22**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.12**

KTMIN = 0.12

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 67**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.27**

KTMAX = 1.27

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 355557.773855$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 355557.773855 / (0.9452 \cdot 2000) = 188.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 45.605273$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$

, $P = 1.950161$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 355557.773855 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.585$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 45.605273) / 10^4 = 0.0266$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.585 / 100 = 0.4240000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0192700$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.585 / 100 = 0.1568000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0071300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.585 / 100 = 0.0020480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000931$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.585 / 100 = 0.0012870$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.585 / 100 = 0.0006440$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.424
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.1568
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.002048
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.000644
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.001287

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6016, РВС-5000 м³ №8

Источник выделения № 6016 01, дыхательный клапан

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$
 Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -22$
 Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.12$
 $KTMIN = 0.12$
 Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 67$
 Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.27$
 $KTMAX = 1.27$
 Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$
 Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный вертикальный}$
 Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2000$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$
 Категория веществ, $NAME = \text{А, Б, В}$
 Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 5000$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 355557.773855$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.9452$
 Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 355557.773855 / (0.9452 \cdot 2000) = 188.1$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 45.605273$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 1.950161$
 $P = 1.950161$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 166$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 166 + 45 = 144.6$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot (1.27 \cdot 1 + 0.12) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 355557.773855 / (10^7 \cdot 0.9452) = 0.585$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 1.950161 \cdot 144.6 \cdot 1.27 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 45.605273) / 10^4 = 0.0266$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.585 / 100 = 0.4240000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0192700$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.585 / 100 = 0.1568000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0071300$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.585 / 100 = 0.0020480$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000931$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.585 / 100 = 0.0012870$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0266 / 100 = 0.0000585$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.585 / 100 = 0.0006440$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0266 / 100 = 0.00002926$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01927	0.424

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00713	0.1568
0602	Бензол (64)	0.0000931	0.002048
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002926	0.000644
0621	Метилбензол (349)	0.0000585	0.001287

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6017, Площадка 155 скважин

Источник выделения № 6017 17, ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 775$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 775 = 3.676$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 3.676 / 3.6 = 1.021$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 1.021 \cdot 72.46 / 100 = 0.7400000$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.74 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 23.3400000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 1.021 \cdot 26.8 / 100 = 0.2736000$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2736 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 8.6300000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 1.021 \cdot 0.35 / 100 = 0.0035700$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00357 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1126000$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 1.021 \cdot 0.11 / 100 = 0.0011230$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001123 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0354000$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 1.021 \cdot 0.22 / 100 = 0.0022460$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002246 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0708000$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2325$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 2325 = 0.046$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.046 / 3.6 = 0.01278$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01278 \cdot 72.46 / 100 = 0.0092600$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00926 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2920000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01278 \cdot 26.8 / 100 = 0.0034250$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003425 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1080000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01278 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000447$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000447 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0014100$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01278 \cdot 0.11 / 100 = 0.00001406$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001406 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004430$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01278 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000281$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000281 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008860$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	775	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2325	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.74	23.632
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.2736	8.738
0602	Бензол (64)	0.00357	0.11401
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.001123	0.035843
0621	Метилбензол (349)	0.002246	0.071686

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

1 вариант
2022 год

Промышленные объекты	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса на карте-схеме	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кэффициент обеспечения газоочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
												точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
		Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, °С					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	
Площадка 1																										
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3 №5	6001	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №4	6002	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №3	6003	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОН-200	6004	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	

																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОГ-200	6005	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60м3	6006	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6007	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6008	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6009	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6010	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90м3	6011	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	



																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6012	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6013	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6014	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6015	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-5000 м3	6016	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 136 скважин	6017	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,649		20,7264	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,24		7,6648	
																			0602	Бензол (64)	0,003136		0,10014	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000986		0,031489	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00197		0,062879	

2 вариант
2022 год

Промышленность	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кэффициент обеспечения газоочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
												точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
		Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, °С					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
Площадка 1																										
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3 №5	6001	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №4	6002	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №3	6003	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОН-200	6004	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	

																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОГ-200	6005	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60м3	6006	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6007	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6008	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6009	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6010	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90м3	6011	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	



																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6012	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6013	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6014	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6015	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-5000 м3	6016	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 136 скважин	6017	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,649		20,7264	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,24		7,6648	
																			0602	Бензол (64)	0,003136		0,10014	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000986		0,031489	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00197		0,062879	

2024 г.

Про-из-вод-ств-о	Ц-е-х	Источник выделения загрязняющих веществ		Числ-о часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте - схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр трубы, м	Параметры газовой воздушной смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника												
		Наименование	Количество, шт.				Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2		г/с							мг/м3	т/год			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Площадка 1																										
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3 №5	6001	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,538	2024
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,199	
																					0602	Бензол (64)	0,0001164		0,0026	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000817	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001635	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №4	6002	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,538	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,199	
																					0602	Бензол (64)	0,0001164		0,0026	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000817	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001635	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №3	6003	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,538	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,199	
																					0602	Бензол (64)	0,0001164		0,0026	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000817	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001635	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОН-200	6004	2				30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,538		



																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,199	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,0026	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000817	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001635	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОГ-200	6005	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,538	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,199	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,0026	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000817	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001635	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60м3	6006	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6007	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6008	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6009	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6010	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90м3	6011	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	



																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6012	2			30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6013	2			30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,0673	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,0249	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,000325	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,0001022	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,0002044	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6014	2			30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,538	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,199	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,0026	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000817	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001635	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6015	2			30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,538	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,199	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,0026	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000817	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001635	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-5000 м3	6016	2			30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0241		0,552	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00891		0,2042	
																			0602	Бензол (64)	0,0001164		0,002667	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000366		0,000838	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000732		0,001676	
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 136 скважин	6017	2			30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,664		21,202	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,246		7,857	
																			0602	Бензол (64)	0,00321		0,102466	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,001009		0,032198	
																			0621	Метилбензол (349)	0,002017		0,064396	

3 рекомендуемый вариант

2022 год

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой воздушной смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
												точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
		Наименование	Кол-во, шт.	Скорость, м/с					Объем смеси, м3/с	Температура смеси, °С	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	
Площадка 1																										
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3 №5	6001	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №4	6002	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №3	6003	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																					0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОН-200	6004	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	

																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОГ-200	6005	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60м3	6006	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6007	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6008	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6009	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6010	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90м3	6011	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	



																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6012	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6013	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,0827	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,0306	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0004	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,0001256	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,000251	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6014	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3	6015	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-5000 м3	6016	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03036		0,662	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01123		0,245	
																			0602	Бензол (64)	0,0001467		0,0032	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000461		0,001005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000922		0,00201	
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 136 скважин	6017	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,649		20,7264	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,24		7,6648	
																			0602	Бензол (64)	0,003136		0,10014	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000986		0,031489	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00197		0,062879	

2027 год

Пр из- вод ств о	Ц е х	Источник выделения загрязняющих веществ		Числ о часов работ ы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбросов на карте - схем е	Выс от а ист очн ика выбросов, м	Диа метр уст ья тру бы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.		Наим енова ние газоочист ных установок, тип и меропри ятия по сокращению выбросов	Вещес тво, по которо му произв одится газоочистка	Коэф фи циент обеспечен ности газоочист кой, %	Сред неэкс плуа тацион ная степень очистки/ максимал ьная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости жения НДВ			
												X1	Y1							X2	Y2	г/с		мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23	24	25	26
Площадка 1																										
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-2000 м3 №5	6001	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,424	2027
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,1568	
																					0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002048	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000644	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001287	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №4	6002	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,424	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,1568	
																					0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002048	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000644	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001287	
001		дыхательный клапан	1	8760	РВС-1000 м3 №3	6003	2				30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,424	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,1568	
																					0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002048	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000644	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001287	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОН-200	6004	2				30									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,424		

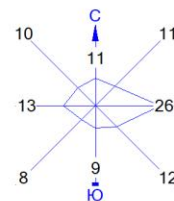


																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,1568	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002048	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000644	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001287	
001		дыхательный клапан	1	8760	ОГ-200	6005	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,424	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,1568	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002048	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000644	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001287	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60м3	6006	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,053	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,0196	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,000256	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,0000805	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,000161	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6007	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,053	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,0196	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,000256	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,0000805	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,000161	
001		дыхательный клапан дыхательный клапан	1 1	8760 8760	РГС-60 м3	6008	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,03854		0,106	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01426		0,0392	
																			0602	Бензол (64)	0,0001862		0,000512	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,852E-05		0,000161	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000117		0,000322	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-60 м3	6009	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,053	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,0196	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,000256	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,0000805	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,000161	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90м3	6011	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,053	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,0196	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,000256	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,0000805	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,000161	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6012	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,053	



																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,0196	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,000256	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,0000805	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,000161	
001		дыхательный клапан	1	8760	РГС-90 м3	6013	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,053	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,0196	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,000256	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,0000805	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,000161	
001		дыхательный клапан	1	8760	PBC-2000 м3	6014	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,424	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,1568	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002048	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000644	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001287	
001		дыхательный клапан	1	8760	PBC-2000 м3	6015	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,424	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,1568	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002048	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000644	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001287	
001		дыхательный клапан	1	8760	PBC-5000 м3	6016	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01927		0,49	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00713		0,181	
																			0602	Бензол (64)	0,0000931		0,002366	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,926E-05		0,000744	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000585		0,001487	
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 136 скважин	6017	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,74		23,632	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,2736		8,738	
																			0602	Бензол (64)	0,00357		0,11401	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,001123		0,035843	
																			0621	Метилбензол (349)	0,002246		0,071686	

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

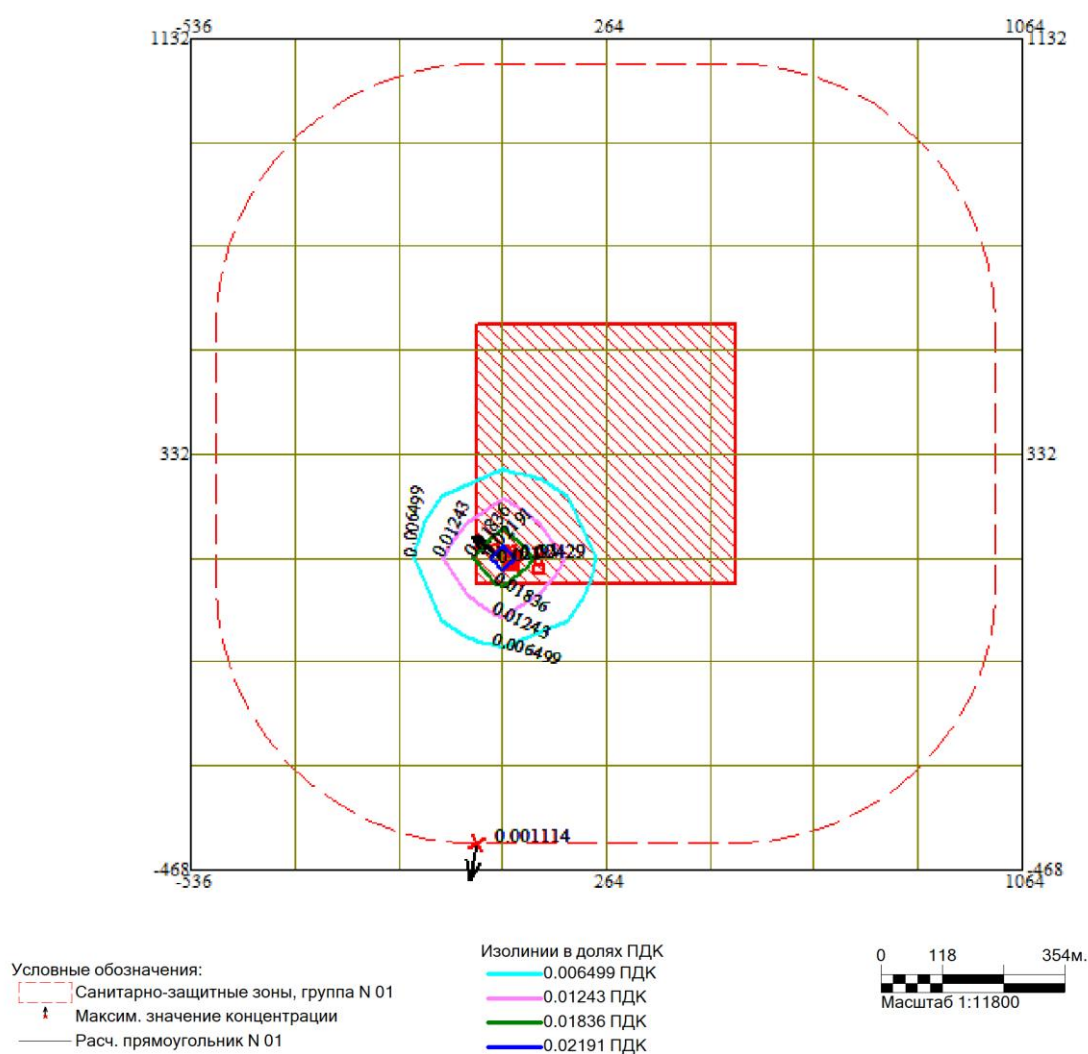


Город : 011 Морское

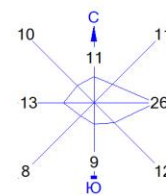
Объект : 0001 ПР м/р Морское, вкл.блок Огайское_3 рекомендуемый вариант_2022 г._РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

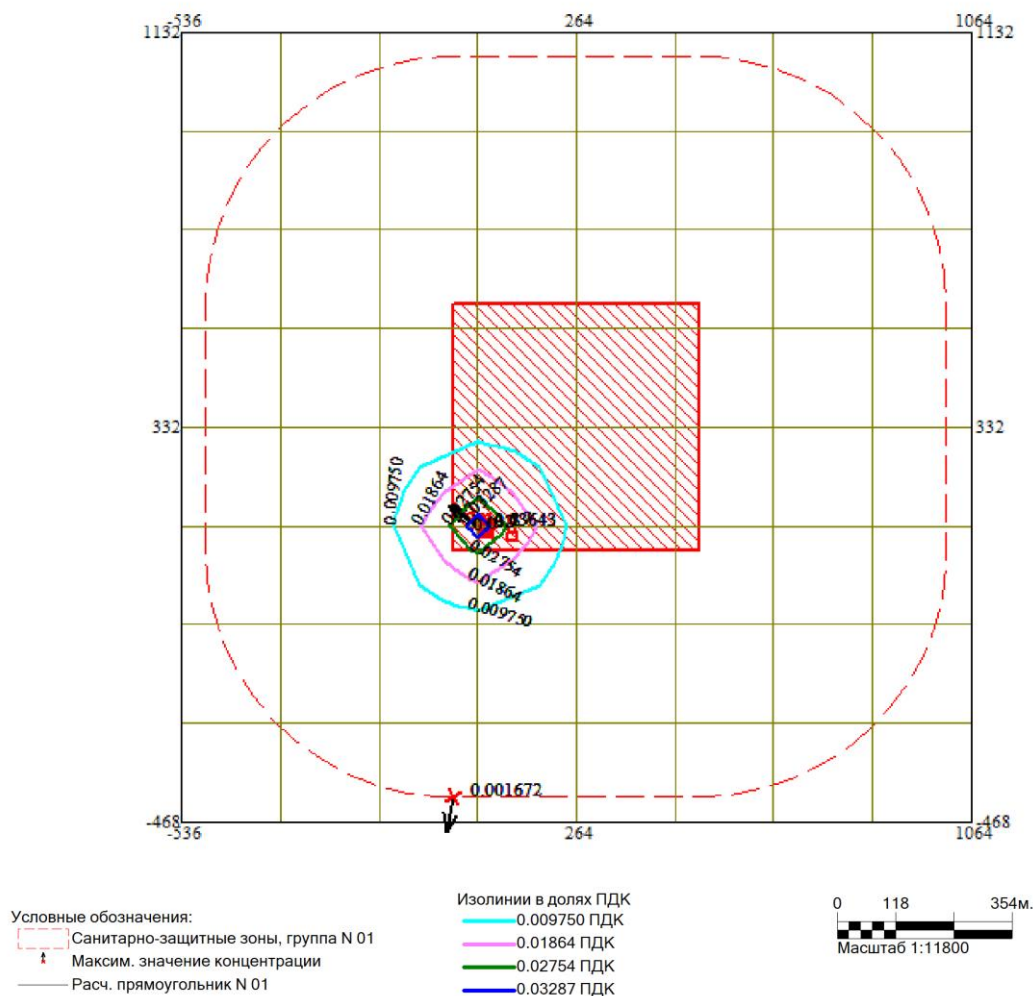
0621 Метилбензол (349)



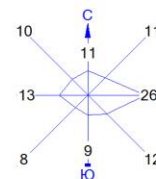
Макс концентрация 0.0242855 ПДК достигается в точке $x=64$ $y=132$
 При опасном направлении 124° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9
 Расчет на существующее положение.



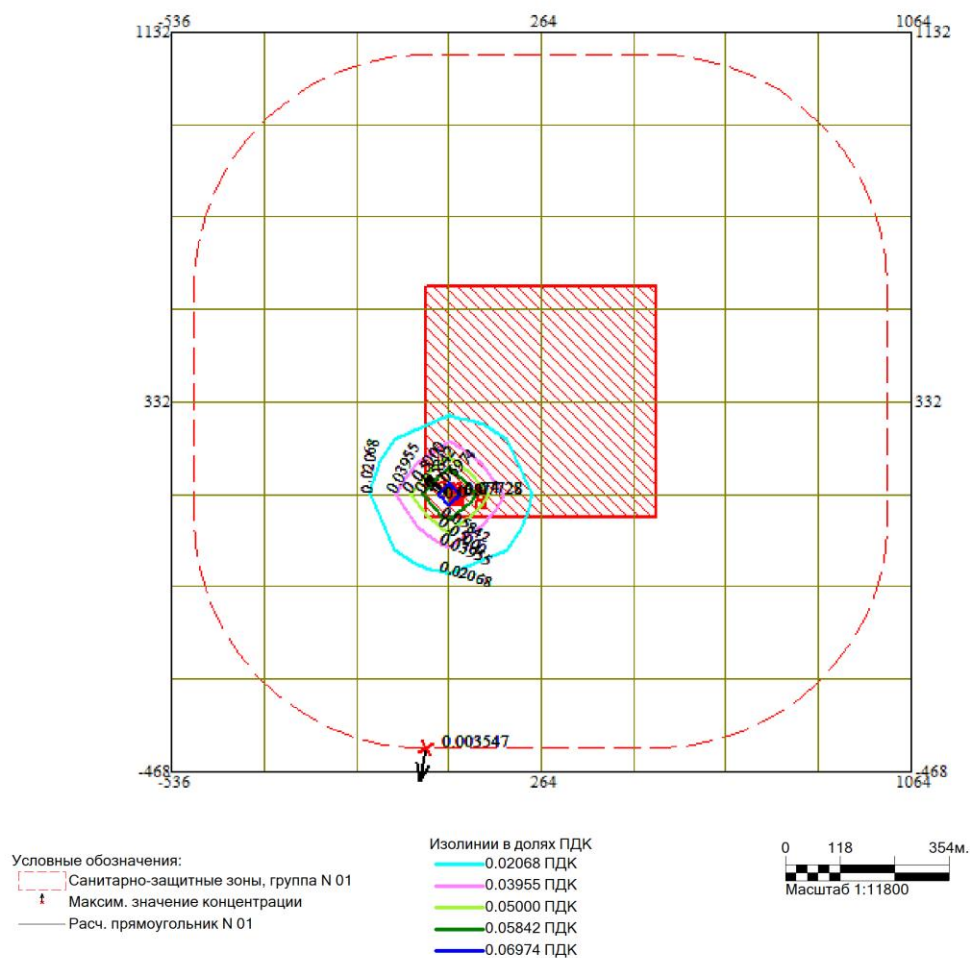
Город : 011 Морское
 Объект : 0001 ПР м/р Морское, вкл.блок Огайское_3 рекомендуемый вариант_2022 г._РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



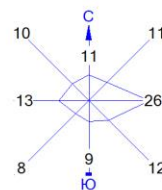
Макс концентрация 0.0364289 ПДК достигается в точке $x = 64$ $y = 132$
 При опасном направлении 124° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9×9
 Расчет на существующее положение.



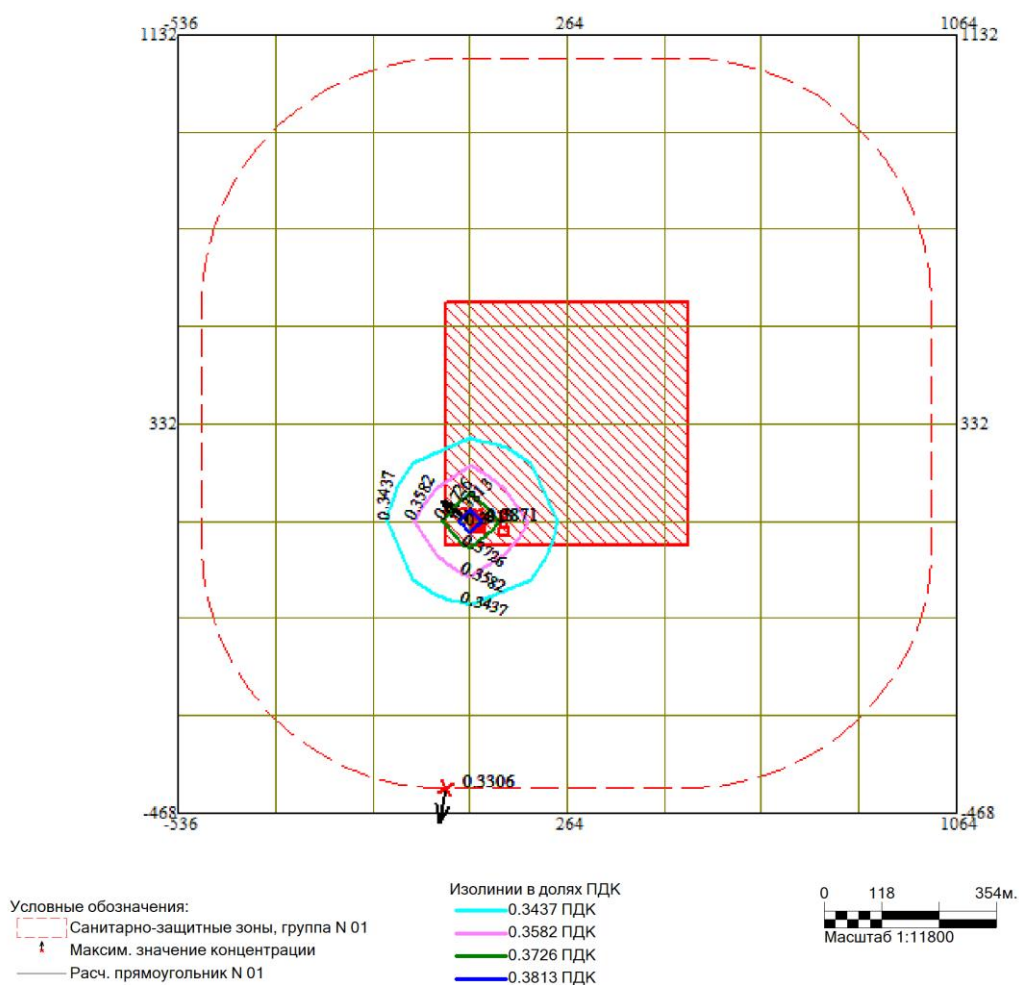
Город : 011 Морское
 Объект : 0001 ПР м/р Морское, вкл.блок Огайское_3 рекомендуемый вариант_2022 г._РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



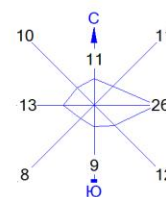
Макс концентрация 0.0772822 ПДК достигается в точке x= 64 y= 132
 При опасном направлении 124° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9
 Расчет на существующее положение.



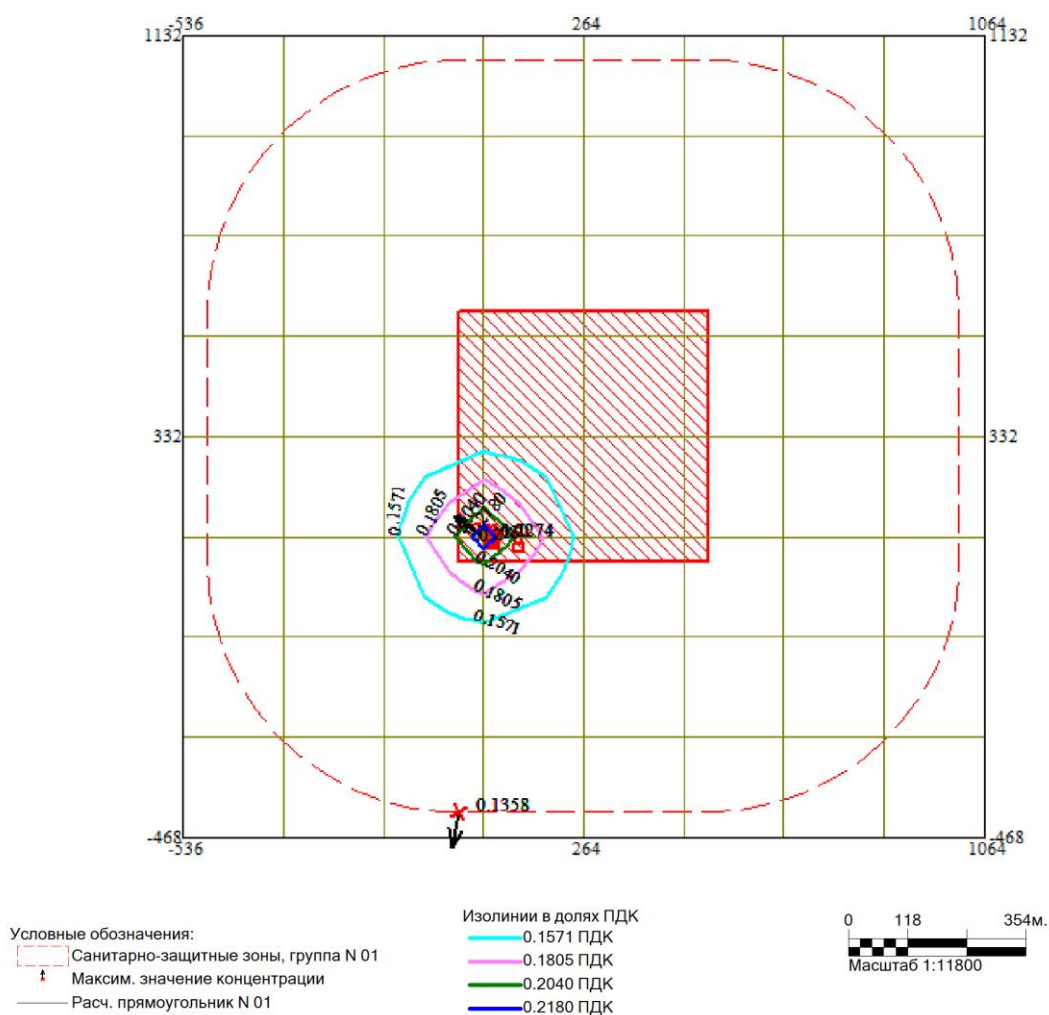
Город : 011 Морское
 Объект : 0001 ПР м/р Морское, вкл.блок Огайское_3 рекомендуемый вариант_2022 г._РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Макс концентрация 0.3870766 ПДК достигается в точке $x=64$ $y=132$
 При опасном направлении 124° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9×9
 Расчет на существующее положение.



Город : 011 Морское
 Объект : 0001 ПР м/р Морское, вкл.блок Огайское_3 рекомендуемый вариант_2022 г._РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Макс концентрация 0.2273879 ПДК достигается в точке $x=64$ $y=132$
 При опасном направлении 124° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1600 м, высота 1600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 9*9
 Расчёт на существующее положение.

1-вариант

Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемис- тость 1 нагнета- тельной скважины, м³/сут
	всего	добы- вающих	нагне- татель- ных							всего	нагне- татель- ных	всего	мех.		нефти, т/сут	жид- кости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	136	136	7	10,6	30,5	195,3
2024	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	135	135	7	9,3	34,6	225,0
2025	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	8,1	37,1	251,5
2026	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	7,1	37,3	300,9
2027	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	6,3	44,5	334,6
2028	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	5,8	44,8	342,3
2029	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	134	134	7	5,3	44,4	361,4
2030	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	134	134	7	4,8	43,6	354,6
2031	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	133	133	7	4,5	43,1	401,1
2032	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	132	132	7	4,1	42,2	393,2
2033	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	1,0	1,0	0	0	132	132	7	3,8	41,8	384,5
2034	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	1,0	1,0	1	0	131	131	7	3,5	41,1	376,1
2035	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	129	129	7	3,2	39,9	404,2
2036	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	60	0	69	69	7	1,8	14,3	177,3
2037	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	69	69	7	3,1	26,2	174,1
2038	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	68	68	7	2,9	26,1	171,0
2039	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	68	68	7	2,7	25,5	167,3
2040	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	67	67	7	2,5	24,9	163,7
2041	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	65	65	7	2,4	25,0	160,7
2042	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	65	65	7	2,3	24,7	156,4
2043	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	64	64	7	2,1	24,2	154,0
2044	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	64	64	7	2,0	24,1	152,0
2045	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	62	62	7	1,9	24,1	149,8
2046	0	0	0	0	68,0	180,2	0,0	0,0	0,0	11	0	51	51	7	1,7	22,6	147,8
2047	0	0	0	0	68,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	51	51	7	1,9	27,1	145,8
2048	0	0	0	0	67,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	49	49	7	1,9	27,2	143,7

Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекае-мых отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекае-мых запасов, %	Кэффи-циент нефте-извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компен-сация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо-вая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	59,6	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	497,9	5,0	8,9	4766,5	48,3	0,158	1438,8	1438,8	9402,7	9402,7	65,4	541,7	3706,2	39	15,3	147,3
2024	434,4	4,4	8,5	5201,0	52,7	0,173	1620,9	1620,9	11023,6	11023,6	73,2	624,2	4330,3	41	13,3	160,6
2025	378,7	3,8	8,1	5579,6	56,5	0,185	1737,2	1737,2	12760,8	12760,8	78,2	697,8	5028,1	43	11,6	172,2
2026	333,3	3,4	7,8	5912,9	59,9	0,196	1746,4	1746,4	14507,2	14507,2	80,9	834,8	5862,9	51	10,2	182,4
2027	297,2	3,0	7,5	6210,0	62,9	0,206	2085,2	2085,2	16592,4	16592,4	85,7	928,1	6791,0	48	9,1	191,5
2028	271,2	2,7	7,4	6481,3	65,6	0,215	2097,1	2097,1	18689,5	18689,5	87,1	949,4	7740,5	49	8,3	199,9
2029	246,3	2,5	7,2	6727,5	68,1	0,223	2060,9	2060,9	20750,4	20750,4	88,1	1002,6	8743,1	53	7,6	207,4
2030	224,5	2,3	7,1	6952,0	70,4	0,231	2023,8	2023,8	22774,2	22774,2	88,9	983,7	9726,9	53	6,9	214,3
2031	205,6	2,1	7,0	7157,7	72,5	0,237	1986,6	1986,6	24760,8	24760,8	89,6	1112,6	10839,5	61	6,3	220,6
2032	188,8	1,9	6,9	7346,4	74,4	0,244	1947,2	1947,2	26708,0	26708,0	90,3	1090,8	11930,3	61	5,8	226,4
2033	173,0	1,8	6,8	7519,4	76,1	0,249	1900,8	1900,8	28608,8	28608,8	90,9	1066,7	12996,9	62	5,3	231,7
2034	159,7	1,6	6,8	7679,1	77,7	0,255	1859,4	1859,4	30468,2	30468,2	91,4	1043,4	14040,3	62	4,9	236,6
2035	146,8	1,5	6,7	7826,0	79,2	0,260	1811,9	1811,9	32280,1	32280,1	91,9	1121,2	15161,6	68	4,5	241,1
2036	78,6	0,8	3,8	7904,6	80,0	0,262	640,0	640,0	32920,1	32920,1	87,7	491,9	15653,4	84	2,4	243,5
2037	73,5	0,7	3,7	7978,1	80,8	0,265	626,7	626,7	33546,8	33546,8	88,3	482,8	16136,3	84	2,3	245,8
2038	68,5	0,7	3,6	8046,6	81,5	0,267	616,4	616,4	34163,3	34163,3	88,9	474,4	16610,6	84	2,1	247,9
2039	63,8	0,6	3,5	8110,4	82,1	0,269	602,0	602,0	34765,3	34765,3	89,4	464,2	17074,8	84	2,0	249,8
2040	59,4	0,6	3,4	8169,7	82,7	0,271	587,2	587,2	35352,5	35352,5	89,9	454,0	17528,8	85	1,8	251,7
2041	55,3	0,6	3,2	8225,0	83,3	0,273	573,2	573,2	35925,8	35925,8	90,4	445,9	17974,7	85	1,7	253,3
2042	51,2	0,5	3,1	8276,2	83,8	0,275	556,5	556,5	36482,2	36482,2	90,8	433,9	18408,5	86	1,6	254,9
2043	48,0	0,5	3,0	8324,2	84,3	0,276	545,3	545,3	37027,5	37027,5	91,2	427,1	18835,6	86	1,5	256,4
2044	45,1	0,5	2,9	8369,3	84,7	0,278	535,6	535,6	37563,0	37563,0	91,6	421,6	19257,2	87	1,4	257,8
2045	42,6	0,4	2,8	8411,9	85,2	0,279	527,1	527,1	38090,1	38090,1	91,9	415,6	19672,8	87	1,3	259,1
2046	35,7	0,4	2,4	8447,6	85,5	0,280	485,7	485,7	38575,8	38575,8	92,6	410,0	20082,8	93	1,1	260,2
2047	33,8	0,3	2,4	8481,3	85,9	0,281	479,1	479,1	39055,0	39055,0	93,0	404,4	20487,2	93	1,0	261,2
2048	31,6	0,3	2,3	8512,9	86,2	0,282	462,1	462,1	39517,1	39517,1	93,2	398,7	20885,9	95	1,0	262,2

2-вариант

Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	мех.		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	5	5	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	141	141	7	10,7	29,7	191,2
2024	0	0	0	0	148,0	187,5	1,0	0,0	0,0	1	0	139	139	8	9,3	33,4	173,8
2025	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	8,2	36,3	183,4
2026	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	7,3	36,6	183,8
2027	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	6,5	43,6	181,5
2028	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	5,9	43,9	184,9
2029	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	138	138	8	5,5	43,5	181,3
2030	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	138	138	8	5,0	42,8	178,5
2031	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	137	137	8	4,6	42,3	179,0
2032	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	136	136	8	4,3	41,5	176,9
2033	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	1,0	1,0	0	0	136	136	8	4,0	41,2	174,3
2034	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	1,0	1,0	1	0	135	135	8	3,7	40,4	172,2
2035	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	2	0	133	133	8	3,4	39,3	169,6
2036	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	60	0	73	73	8	3,5	26,1	166,9
2037	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	73	73	8	3,4	25,9	164,4
2038	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	72	72	8	3,2	25,9	161,9
2039	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	72	72	8	3,0	25,4	158,9
2040	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	71	71	8	2,8	24,8	155,8
2041	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	2	0	69	69	8	2,7	25,0	153,4
2042	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	69	69	8	2,5	24,5	148,6
2043	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	68	68	8	2,4	24,1	146,7
2044	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	68	68	8	2,3	24,1	145,1
2045	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	2	0	66	66	8	2,2	24,1	143,4
2046	0	0	0	0	148,0	105,1	0,0	0,0	0,0	11	0	55	55	8	1,9	22,7	141,9
2047	0	0	0	0	148,0	105,1	0,0	0,0	0,0	0	0	55	55	8	2,2	26,9	140,2
2048	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,2	27,1	138,6
2049	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,1	26,8	136,9
2050	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,0	26,4	135,2
2051	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	0	0	49	49	7	1,9	24,6	131,2
2052	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	1	0	48	48	7	1,9	24,7	129,2
2053	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	0	0	48	48	7	1,8	24,3	127,1



Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекае-мых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекае-мых запасов, %	Козффи-циент нефте-извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо-вая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	60	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	512,5	5,2	9,1	4781,2	48,4	0,159	1420,7	1420,7	9384,6	9384,6	64	530,5	3695,0	39	15,7	147,7
2024	451,4	4,6	8,9	5232,6	53,0	0,174	1622,4	1622,4	11007,0	11007,0	72	542,4	4237,3	35	13,8	161,6
2025	396,1	4,0	8,5	5628,6	57,0	0,187	1749,2	1749,2	12756,2	12756,2	77	572,3	4809,6	35	12,1	173,7
2026	350,0	3,5	8,2	5978,6	60,5	0,198	1763,5	1763,5	14519,7	14519,7	80	573,5	5383,1	35	10,7	184,4
2027	313,3	3,2	8,0	6291,9	63,7	0,209	2103,7	2103,7	16623,4	16623,4	85	566,5	5949,6	29	9,6	194,1
2028	286,7	2,9	8,0	6578,6	66,6	0,218	2117,2	2117,2	18740,6	18740,6	86	577,0	6526,6	30	8,8	202,9
2029	261,1	2,6	7,9	6839,8	69,2	0,227	2082,3	2082,3	20822,8	20822,8	87	565,7	7092,3	30	8,0	210,9
2030	238,9	2,4	7,9	7078,7	71,7	0,235	2046,4	2046,4	22869,2	22869,2	88	557,0	7649,3	30	7,3	218,2
2031	219,6	2,2	7,8	7298,3	73,9	0,242	2010,3	2010,3	24879,5	24879,5	89	558,6	8207,9	30	6,7	224,9
2032	202,3	2,0	7,8	7500,6	75,9	0,249	1972,0	1972,0	26851,5	26851,5	90	551,9	8759,9	31	6,2	231,1
2033	186,1	1,9	7,8	7686,7	77,8	0,255	1926,8	1926,8	28778,3	28778,3	90	544,1	9304,0	31	5,7	236,8
2034	172,4	1,7	7,9	7859,1	79,6	0,261	1886,4	1886,4	30664,7	30664,7	91	537,5	9841,5	31	5,3	242,1
2035	159,2	1,6	7,9	8018,3	81,2	0,266	1840,0	1840,0	32504,7	32504,7	91	529,4	10370,9	32	4,9	247,0
2036	90,5	0,9	4,9	8108,8	82,1	0,269	669,2	669,2	33173,9	33173,9	86	520,9	10891,8	85	2,8	249,8
2037	85,0	0,9	4,8	8193,8	83,0	0,272	656,8	656,8	33830,7	33830,7	87	512,9	11404,7	85	2,6	252,4
2038	79,7	0,8	4,7	8273,5	83,8	0,275	647,5	647,5	34478,3	34478,3	88	505,2	11909,9	85	2,4	254,8
2039	74,6	0,8	4,6	8348,0	84,5	0,277	634,1	634,1	35112,4	35112,4	88	495,8	12405,7	85	2,3	257,1
2040	69,7	0,7	4,6	8417,8	85,2	0,279	620,2	620,2	35732,6	35732,6	89	486,3	12892,0	86	2,1	259,3
2041	65,3	0,7	4,5	8483,1	85,9	0,281	607,1	607,1	36339,6	36339,6	89	478,9	13370,9	86	2,0	261,3
2042	60,9	0,6	4,4	8544,0	86,5	0,283	587,0	587,0	36926,6	36926,6	90	463,8	13834,7	86	1,9	263,1
2043	57,4	0,6	4,3	8601,4	87,1	0,285	576,7	576,7	37503,3	37503,3	90	457,8	14292,5	87	1,8	264,9
2044	54,3	0,5	4,2	8655,6	87,6	0,287	567,8	567,8	38071,1	38071,1	90	452,9	14745,4	87	1,7	266,6
2045	51,5	0,5	4,2	8707,1	88,1	0,289	560,1	560,1	38631,2	38631,2	91	447,6	15193,0	88	1,6	268,1
2046	44,4	0,4	3,8	8751,5	88,6	0,290	519,6	519,6	39150,8	39150,8	91	442,7	15635,6	94	1,4	269,5
2047	42,2	0,4	3,7	8793,7	89,0	0,292	513,7	513,7	39664,6	39664,6	92	437,7	16073,3	94	1,3	270,8
2048	39,8	0,4	3,7	8833,6	89,4	0,293	497,4	497,4	40162,0	40162,0	92	432,6	16505,9	96	1,2	272,0
2049	37,9	0,4	3,6	8871,5	89,8	0,294	491,6	491,6	40653,6	40653,6	92	427,3	16933,2	96	1,2	273,2
2050	36,1	0,4	3,6	8907,7	90,2	0,296	485,7	485,7	41139,3	41139,3	93	422,0	17355,2	96	1,1	274,3
2051	33,0	0,3	3,4	8940,7	90,5	0,297	417,8	417,8	41557,1	41557,1	92	363,9	17719,1	96	1,0	275,3
2052	31,5	0,3	3,4	8972,2	90,8	0,298	411,4	411,4	41968,5	41968,5	92	358,3	18077,4	96	1,0	276,3
2053	29,9	0,3	3,3	9002,1	91,1	0,299	404,9	404,9	42373,4	42373,4	93	352,5	18430,0	96	0,9	277,2

3- рекомендуемый вариант

Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыч. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	мех.		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	4	4	0	0	147,0	185,8	0,0	0,0	0,0	0	0	140	140	7	10,6	30,2	193,2
2024	5	5	0	0	152,0	192,8	1,0	0,0	0,0	1	0	143	143	8	9,3	31,2	173,0
2025	5	5	0	0	157,0	200,2	1,0	0,0	0,0	0	0	147	147	9	8,3	31,2	209,1
2026	5	5	0	0	162,0	210,0	1,0	0,0	0,0	0	0	151	151	10	7,5	31,5	214,7
2027	5	5	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	155	155	11	6,7	32,9	202,7
2028	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	154	154	12	6,2	32,4	188,1
2029	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	153	153	13	5,7	31,7	210,5
2030	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	152	152	14	5,4	30,9	190,7
2031	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	151	151	15	5,0	30,1	189,0
2032	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	1	0	149	149	16	4,7	29,5	191,7
2033	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	1,0	1,0	0	0	149	149	16	4,5	28,7	189,7
2034	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	1,0	1,0	0	0	149	149	16	4,2	27,7	183,2
2035	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	0,0	0,0	2	0	147	147	16	3,9	26,7	177,0
2036	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	62	2	85	85	14	4,2	26,2	120,3
2037	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	85	85	14	4,0	26,3	119,0
2038	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	84	84	14	3,8	26,4	116,8
2039	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	84	84	14	3,6	25,8	114,3
2040	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	83	83	14	3,4	25,5	114,3
2041	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	82	82	14	3,3	25,3	112,2
2042	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	82	82	14	3,1	25,0	109,0
2043	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	81	81	14	3,0	24,7	107,4
2044	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	81	81	14	2,8	24,5	105,6
2045	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	2	0	79	79	14	2,7	24,4	103,6
2046	0	0	0	0	167,0	117,1	0,0	0,0	0,0	18	1	61	61	13	2,0	21,1	97,4
2047	0	0	0	0	167,0	117,1	0,0	0,0	0,0	0	0	61	61	13	2,5	26,9	95,8
2048	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	2	0	59	59	13	2,4	26,9	94,2
2049	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	0	0	59	59	13	2,3	26,5	92,6
2050	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	0	0	59	59	13	2,2	26,0	91,0
2051	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	5	1	54	54	12	2,2	24,7	85,0
2052	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	2,1	24,2	83,1
2053	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	2,0	23,7	81,3
2054	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	1,9	23,2	79,4
2055	0	0	0	0	167,0	85,5	0,0	0,0	0,0	11	2	43	43	10	2,0	16,0	48,0

Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекае-мых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекае-мых запасов, %	Кэффи-циент нефте-извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-ненность продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо-вая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	60	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	500,4	5,1	8,9	4769,0	48,3	0,158	1431,4	1431,4	9395,4	9395,4	65	535,9	3700,4	39	15,3	147,4
2024	459,5	4,7	9,0	5228,6	52,9	0,173	1540,9	1540,9	10936,2	10936,2	70	539,9	4240,3	37	14,1	161,4
2025	421,5	4,3	9,1	5650,1	57,2	0,187	1584,0	1584,0	12520,3	12520,3	73	725,2	4965,5	48	12,9	174,4
2026	387,0	3,9	9,2	6037,0	61,1	0,200	1619,0	1619,0	14139,3	14139,3	76	819,0	5784,5	54	11,9	186,2
2027	355,6	3,6	9,3	6392,6	64,7	0,212	1751,0	1751,0	15890,3	15890,3	80	843,3	6627,8	52	10,9	197,1
2028	328,9	3,3	9,4	6721,5	68,0	0,223	1732,3	1732,3	17622,6	17622,6	81	848,1	7475,9	53	10,1	207,2
2029	304,5	3,1	9,6	7026,1	71,1	0,233	1682,5	1682,5	19305,1	19305,1	82	1021,8	8497,7	65	9,3	216,6
2030	282,0	2,9	9,9	7308,0	74,0	0,242	1626,6	1626,6	20931,7	20931,7	83	991,9	9489,6	66	8,6	225,2
2031	264,1	2,7	10,3	7572,1	76,7	0,251	1587,0	1587,0	22518,7	22518,7	83	1048,4	10538,1	71	8,1	233,3
2032	247,3	2,5	10,7	7819,4	79,2	0,259	1544,9	1544,9	24063,6	24063,6	84	1130,0	11668,1	79	7,6	240,9
2033	230,3	2,3	11,2	8049,7	81,5	0,267	1473,7	1473,7	25537,3	25537,3	84	1118,2	12786,3	82	7,1	248,0
2034	215,3	2,2	11,8	8265,1	83,7	0,274	1426,2	1426,2	26963,5	26963,5	85	1080,1	13866,3	82	6,6	254,6
2035	200,6	2,0	12,4	8465,6	85,7	0,281	1381,9	1381,9	28345,4	28345,4	85	1043,5	14909,8	82	6,2	260,7
2036	124,5	1,3	8,8	8590,2	87,0	0,285	781,8	781,8	29127,2	29127,2	84	625,5	15535,3	87	3,8	264,6
2037	117,9	1,2	9,2	8708,0	88,2	0,289	775,5	775,5	29902,7	29902,7	85	618,9	16154,2	86	3,6	268,2
2038	111,3	1,1	9,5	8819,3	89,3	0,293	768,3	768,3	30671,0	30671,0	86	607,6	16761,8	86	3,4	271,6
2039	105,0	1,1	9,9	8924,3	90,3	0,296	752,6	752,6	31423,6	31423,6	86	594,5	17356,3	86	3,2	274,8
2040	99,1	1,0	10,4	9023,4	91,3	0,299	743,7	743,7	32167,3	32167,3	87	594,5	17950,8	87	3,0	277,8
2041	93,8	0,9	11,0	9117,2	92,3	0,302	729,2	729,2	32896,5	32896,5	87	583,8	18534,6	87	2,9	280,7
2042	88,7	0,9	11,7	9205,9	93,2	0,305	709,8	709,8	33606,3	33606,3	87	567,1	19101,7	87	2,7	283,4
2043	84,1	0,9	12,5	9290,0	94,0	0,308	701,5	701,5	34307,8	34307,8	88	558,6	19660,3	87	2,6	286,0
2044	79,8	0,8	13,6	9369,8	94,9	0,311	688,5	688,5	34996,3	34996,3	88	549,1	20209,3	87	2,4	288,5
2045	75,8	0,8	14,9	9445,6	95,6	0,313	676,0	676,0	35672,3	35672,3	89	538,7	20748,1	87	2,3	290,8
2046	55,2	0,6	12,8	9500,8	96,2	0,315	577,6	577,6	36250,0	36250,0	90	472,6	21220,7	90	1,7	292,5
2047	52,5	0,5	13,9	9553,3	96,7	0,317	569,3	569,3	36819,3	36819,3	91	465,2	21685,9	90	1,6	294,1
2048	49,6	0,5	15,3	9602,8	97,2	0,319	550,0	550,0	37369,4	37369,4	91	457,5	22143,4	91	1,5	295,6
2049	47,1	0,5	17,1	9649,9	97,7	0,320	541,2	541,2	37910,6	37910,6	91	449,7	22593,1	91	1,4	297,1
2050	44,8	0,5	19,6	9694,7	98,1	0,322	532,2	532,2	38442,7	38442,7	92	441,8	23034,9	91	1,4	298,4
2051	41,4	0,4	22,6	9736,1	98,6	0,323	463,3	463,3	38906,0	38906,0	91	383,1	23418,0	91	1,3	299,7
2052	39,3	0,4	27,7	9775,4	99,0	0,324	453,7	453,7	39359,7	39359,7	91	374,8	23792,8	91	1,2	300,9
2053	37,3	0,4	36,3	9812,7	99,3	0,326	443,9	443,9	39803,7	39803,7	92	366,3	24159,2	91	1,1	302,1
2054	35,4	0,4	54,1	9848,0	99,7	0,327	434,1	434,1	40237,7	40237,7	92	357,8	24517,0	91	1,1	303,2
2055	29,1	0,3	100,0	9877,1	100,0	0,328	238,7	238,7	40476,4	40476,4	88	183,1	24700,1	84	0,9	304,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – КОПИЯ ЛИЦЕНЗИИ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И НОРМИРОВАНИЕ

261

1 - 1

13002388

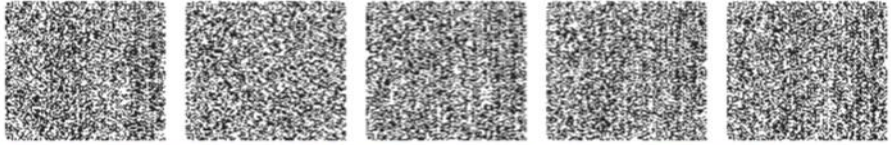


МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

20.02.2013 жылғы

01545P

Берілді	<u>"Жобалау институты "OPTIMUM" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі</u> Қазақстан Республикасы, Мағыстау облысы, Ақтөу Қ.Ә., Ақтөу к., № 3 және ТОО "КазАэол" ҰБ, 3 этаж., БСН: 000740000123 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	<u>Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және</u> <u>қызметтер көрсету</u> («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	<u>басты</u>
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-16-бабына сәйкес)
Лицензиар	<u>Қазақстан Республикасының Қоршаған ортаны қорғау министрлігі,</u> <u>Қазақстан Республикасы Қоршаған ортаны қорғау министрлігінің</u> <u>Экологиялық реттеу және бақылау комитеті</u> (лицензиардың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	<u>ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ</u> (лицензиар басшысының (уәкілетті адамының) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	<u>Астана қ.</u>



Берілген құжат «Экологиялық құрылым және инженериялық инфрақұрылымдар» 2002 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7-бабының 1-тармағына сәйкес патенттік құқықтарға иелігіне берілген.
 Дұрыс дүрлігіне тексеру үшін құжатты 7-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19-20-21-22-23-24-25-26-27-28-29-30-31-32-33-34-35-36-37-38-39-40-41-42-43-44-45-46-47-48-49-50-51-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63-64-65-66-67-68-69-70-71-72-73-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-84-85-86-87-88-89-90-91-92-93-94-95-96-97-98-99-100-101-102-103-104-105-106-107-108-109-110-111-112-113-114-115-116-117-118-119-120-121-122-123-124-125-126-127-128-129-130-131-132-133-134-135-136-137-138-139-140-141-142-143-144-145-146-147-148-149-150-151-152-153-154-155-156-157-158-159-160-161-162-163-164-165-166-167-168-169-170-171-172-173-174-175-176-177-178-179-180-181-182-183-184-185-186-187-188-189-190-191-192-193-194-195-196-197-198-199-200-201-202-203-204-205-206-207-208-209-210-211-212-213-214-215-216-217-218-219-220-221-222-223-224-225-226-227-228-229-230-231-232-233-234-235-236-237-238-239-240-241-242-243-244-245-246-247-248-249-250-251-252-253-254-255-256-257-258-259-260-261-262-263-264-265-266-267-268-269-270-271-272-273-274-275-276-277-278-279-280-281-282-283-284-285-286-287-288-289-290-291-292-293-294-295-296-297-298-299-300-301-302-303-304-305-306-307-308-309-310-311-312-313-314-315-316-317-318-319-320-321-322-323-324-325-326-327-328-329-330-331-332-333-334-335-336-337-338-339-340-341-342-343-344-345-346-347-348-349-350-351-352-353-354-355-356-357-358-359-360-361-362-363-364-365-366-367-368-369-370-371-372-373-374-375-376-377-378-379-380-381-382-383-384-385-386-387-388-389-390-391-392-393-394-395-396-397-398-399-400-401-402-403-404-405-406-407-408-409-410-411-412-413-414-415-416-417-418-419-420-421-422-423-424-425-426-427-428-429-430-431-432-433-434-435-436-437-438-439-440-441-442-443-444-445-446-447-448-449-450-451-452-453-454-455-456-457-458-459-460-461-462-463-464-465-466-467-468-469-470-471-472-473-474-475-476-477-478-479-480-481-482-483-484-485-486-487-488-489-490-491-492-493-494-495-496-497-498-499-500-501-502-503-504-505-506-507-508-509-510-511-512-513-514-515-516-517-518-519-520-521-522-523-524-525-526-527-528-529-530-531-532-533-534-535-536-537-538-539-540-541-542-543-544-545-546-547-548-549-550-551-552-553-554-555-556-557-558-559-560-561-562-563-564-565-566-567-568-569-570-571-572-573-574-575-576-577-578-579-580-581-582-583-584-585-586-587-588-589-590-591-592-593-594-595-596-597-598-599-600-601-602-603-604-605-606-607-608-609-610-611-612-613-614-615-616-617-618-619-620-621-622-623-624-625-626-627-628-629-630-631-632-633-634-635-636-637-638-639-640-641-642-643-644-645-646-647-648-649-650-651-652-653-654-655-656-657-658-659-660-661-662-663-664-665-666-667-668-669-670-671-672-673-674-675-676-677-678-679-680-681-682-683-684-685-686-687-688-689-690-691-692-693-694-695-696-697-698-699-700-701-702-703-704-705-706-707-708-709-710-711-712-713-714-715-716-717-718-719-720-721-722-723-724-725-726-727-728-729-730-731-732-733-734-735-736-737-738-739-740-741-742-743-744-745-746-747-748-749-750-751-752-753-754-755-756-757-758-759-760-761-762-763-764-765-766-767-768-769-770-771-772-773-774-775-776-777-778-779-780-781-782-783-784-785-786-787-788-789-790-791-792-793-794-795-796-797-798-799-800-801-802-803-804-805-806-807-808-809-810-811-812-813-814-815-816-817-818-819-820-821-822-823-824-825-826-827-828-829-830-831-832-833-834-835-836-837-838-839-840-841-842-843-844-845-846-847-848-849-850-851-852-853-854-855-856-857-858-859-860-861-862-863-864-865-866-867-868-869-870-871-872-873-874-875-876-877-878-879-880-881-882-883-884-885-886-887-888-889-890-891-892-893-894-895-896-897-898-899-900-901-902-903-904-905-906-907-908-909-910-911-912-913-914-915-916-917-918-919-920-921-922-923-924-925-926-927-928-929-930-931-932-933-934-935-936-937-938-939-940-941-942-943-944-945-946-947-948-949-950-951-952-953-954-955-956-957-958-959-960-961-962-963-964-965-966-967-968-969-970-971-972-973-974-975-976-977-978-979-980-981-982-983-984-985-986-987-988-989-990-991-992-993-994-995-996-997-998-999-1000-1001-1002-1003-1004-1005-1006-1007-1008-1009-1010-1011-1012-1013-1014-1015-1016-1017-1018-1019-1020-1021-1022-1023-1024-1025-1026-1027-1028-1029-1030-1031-1032-1033-1034-1035-1036-1037-1038-1039-1040-1041-1042-1043-1044-1045-1046-1047-1048-1049-1050-1051-1052-1053-1054-1055-1056-1057-1058-1059-1060-1061-1062-1063-1064-1065-1066-1067-1068-1069-1070-1071-1072-1073-1074-1075-1076-1077-1078-1079-1080-1081-1082-1083-1084-1085-1086-1087-1088-1089-1090-1091-1092-1093-1094-1095-1096-1097-1098-1099-1100-1101-1102-1103-1104-1105-1106-1107-1108-1109-1110-1111-1112-1113-1114-1115-1116-1117-1118-1119-1120-1121-1122-1123-1124-1125-1126-1127-1128-1129-1130-1131-1132-1133-1134-1135-1136-1137-1138-1139-1140-1141-1142-1143-1144-1145-1146-1147-1148-1149-1150-1151-1152-1153-1154-1155-1156-1157-1158-1159-1160-1161-1162-1163-1164-1165-1166-1167-1168-1169-1170-1171-1172-1173-1174-1175-1176-1177-1178-1179-1180-1181-1182-1183-1184-1185-1186-1187-1188-1189-1190-1191-1192-1193-1194-1195-1196-1197-1198-1199-1200-1201-1202-1203-1204-1205-1206-1207-1208-1209-1210-1211-1212-1213-1214-1215-1216-1217-1218-1219-1220-1221-1222-1223-1224-1225-1226-1227-1228-1229-1230-1231-1232-1233-1234-1235-1236-1237-1238-1239-1240-1241-1242-1243-1244-1245-1246-1247-1248-1249-1250-1251-1252-1253-1254-1255-1256-1257-1258-1259-1260-1261-1262-1263-1264-1265-1266-1267-1268-1269-1270-1271-1272-1273-1274-1275-1276-1277-1278-1279-1280-1281-1282-1283-1284-1285-1286-1287-1288-1289-1290-1291-1292-1293-1294-1295-1296-1297-1298-1299-1300-1301-1302-1303-1304-1305-1306-1307-1308-1309-1310-1311-1312-1313-1314-1315-1316-1317-1318-1319-1320-1321-1322-1323-1324-1325-1326-1327-1328-1329-1330-1331-1332-1333-1334-1335-1336-1337-1338-1339-1340-1341-1342-1343-1344-1345-1346-1347-1348-1349-1350-1351-1352-1353-1354-1355-1356-1357-1358-1359-1360-1361-1362-1363-1364-1365-1366-1367-1368-1369-1370-1371-1372-1373-1374-1375-1376-1377-1378-1379-1380-1381-1382-1383-1384-1385-1386-1387-1388-1389-1390-1391-1392-1393-1394-1395-1396-1397-1398-1399-1400-1401-1402-1403-1404-1405-1406-1407-1408-1409-1410-1411-1412-1413-1414-1415-1416-1417-1418-1419-1420-1421-1422-1423-1424-1425-1426-1427-1428-1429-1430-1431-1432-1433-1434-1435-1436-1437-1438-1439-1440-1441-1442-1443-1444-1445-1446-1447-1448-1449-1450-1451-1452-1453-1454-1455-1456-1457-1458-1459-1460-1461-1462-1463-1464-1465-1466-1467-1468-1469-1470-1471-1472-1473-1474-1475-1476-1477-1478-1479-1480-1481-1482-1483-1484-1485-1486-1487-1488-1489-1490-1491-1492-1493-1494-1495-1496-1497-1498-1499-1500-1501-1502-1503-1504-1505-1506-1507-1508-1509-1510-1511-1512-1513-1514-1515-1516-1517-1518-1519-1520-1521-1522-1523-1524-1525-1526-1527-1528-1529-1530-1531-1532-1533-1534-1535-1536-1537-1538-1539-1540-1541-1542-1543-1544-1545-1546-1547-1548-1549-1550-1551-1552-1553-1554-1555-1556-1557-1558-1559-1560-1561-1562-1563-1564-1565-1566-1567-1568-1569-1570-1571-1572-1573-1574-1575-1576-1577-1578-1579-1580-1581-1582-1583-1584-1585-1586-1587-1588-1589-1590-1591-1592-1593-1594-1595-1596-1597-1598-1599-1600-1601-1602-1603-1604-1605-1606-1607-1608-1609-1610-1611-1612-1613-1614-1615-1616-1617-1618-1619-1620-1621-1622-1623-1624-1625-1626-1627-1628-1629-1630-1631-1632-1633-1634-1635-1636-1637-1638-1639-1640-1641-1642-1643-1644-1645-1646-1647-1648-1649-1650-1651-1652-1653-1654-1655-1656-1657-1658-1659-1660-1661-1662-1663-1664-1665-1666-1667-1668-1669-1670-1671-1672-1673-1674-1675-1676-1677-1678-1679-1680-1681-1682-1683-1684-1685-1686-1687-1688-1689-1690-1691-1692-1693-1694-1695-1696-1697-1698-1699-1700-1701-1702-1703-1704-1705-1706-1707-1708-1709-1710-1711-1712-1713-1714-1715-1716-1717-1718-1719-1720-1721-1722-1723-1724-1725-1726-1727-1728-1729-1730-1731-1732-1733-1734-1735-1736-1737-1738-1739-1740-1741-1742-1743-1744-1745-1746-1747-1748-1749-1750-1751-1752-1753-1754-1755-1756-1757-1758-1759-1760-1761-1762-1763-1764-1765-1766-1767-1768-1769-1770-1771-1772-1773-1774-1775-1776-1777-1778-1779-1780-1781-1782-1783-1784-1785-1786-1787-1788-1789-1790-1791-1792-1793-1794-1795-1796-1797-1798-1799-1800-1801-1802-1803-1804-1805-1806-1807-1808-1809-1810-1811-1812-1813-1814-1815-1816-1817-1818-1819-1820-1821-1822-1823-1824-1825-1826-1827-1828-1829-1830-1831-1832-1833-1834-1835-1836-1837-1838-1839-1840-1841-1842-1843-1844-1845-1846-1847-1848-1849-1850-1851-1852-1853-1854-1855-1856-1857-1858-1859-1860-1861-1862-1863-1864-1865-1866-1867-1868-1869-1870-1871-1872-1873-1874-1875-1876-1877-1878-1879-1880-1881-1882-1883-1884-1885-1886-1887-1888-1889-1890-1891-1892-1893-1894-1895-1896-1897-1898-1899-1900-1901-1902-1903-1904-1905-1906-1907-1908-1909-1910-1911-1912-1913-1914-1915-1916-1917-1918-1919-1920-1921-1922-1923-1924-1925-1926-1927-1928-1929-1930-1931-1932-1933-1934-1935-1936-1937-1938-1939-1940-1941-1942-1943-1944-1945-1946-1947-1948-1949-1950-1951-1952-1953-1954-1955-1956-1957-1958-1959-1960-1961-1962-1963-1964-1965-1966-1967-1968-1969-1970-1971-1972-1973-1974-1975-1976-1977-1978-1979-1980-1981-1982-1983-1984-1985-1986-1987-1988-1989-1990-1991-1992-1993-1994-1995-1996-1997-1998-1999-2000-2001-2002-2003-2004-2005-2006-2007-2008-2009-2010-2011-2012-2013-2014-2015-2016-2017-2018-2019-2020-2021-2022-2023-2024-2025-2026-2027-2028-2029-2030-2031-2032-2033-2034-2035-2036-2037-2038-2039-2040-2041-2042-2043-2044-2045-2046-2047-2048-2049-2050-2051-2052-2053-2054-2055-2056-2057-2058-2059-2060-2061-2062-2063-2064-2065-2066-2067-2068-2069-2070-2071-2072-2073-2074-2075-2076-2077-2078-2079-2080-2081-2082-2083-2084-2085-2086-2087-2088-2089-2090-2091-2092-2093-2094-2095-2096-2097-2098-2099-2100-2101-2102-2103-2104-2105-2106-2107-2108-2109-2110-2111-2112-2113-2114-2115-2116-2117-2118-2119-2120-2121-2122-2123-2124-2125-2126-2127-2128-2129-2130-2131-2132-2133-2134-2135-2136-2137-2138-2139-2140-2141-2142-2143-2144-2145-2146-2147-2148-2149-2150-2151-2152-2153-2154-2155-2156-2157-2158-2159-2160-2161-2162-2163-2164-2165-2166-2167-2168-2169-2170-2171-2172-2173-2174-2175-2176-2177-2178-2179-2180-2181-2182-2183-2184-2185-2186-2187-2188-2189-2190-2191-2192-2193-2194-2195-2196-2197-2198-2199-2200-2201-2202-2203-2204-2205-2206-2207-2208-2209-2210-2211-2212-2213-2214-2215-2216-2217-2218-2219-2220-2221-2222-2223-2224-2225-2226-2227-2228-2229-2230-2231-2232-2233-2234-2235-2236-2237-2238-2239-2240-2241-2242-2243-2244-2245-2246-2247-2248-2249-2250-2251-2252-2253-2254-2255-2256-2257-2258-2259-2260-2261-2262-2263-2264-2265-2266-2267-2268-2269-2270-2271-2272-2273-2274-2275-2276-2277-2278-2279-2280-2281-2282-2283-2284-2285-2286-2287-2288-2289-2290-2291-2292-2293-2294-2295-2296-2297-2298-2299-2300-2301-2302-2303-2304-2305-2306-2307-2308-2309-2310-2311-2312-2313-2314-2315-2316-2317-2318-2319-2320-2321-2322-2323-2324-2325-2326-2327-2328-2329-2330-2331-2332-2333-2334-2335-2336-2337-2338-2339-2340-2341-2342-2343-2344-2345-2346-2347-2348-2349-2350-2351-2352-2353-2354-2355-2356-2357-2358-2359-2360-2361-2362-2363-2364-2365-2366-2367-2368-2369-2370-2371-2372-2373-2374-2375-2376-2377-2378-2379-2380-2381-2382-2383-2384-2385-2386-2387-2388-2389-2390-2391-2392-2393-2394-2395-2396-2397-2398-2399-2400-2401-2402-2403-2404-2405-2406-2407-2408-2409-2410-2411-2412-2413-2414-2415-2416-2417-2418-2419-2420-2421-2422-2423-2424-2425-2426-2427-2428-2429-243

1 - 1

14009881

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ****12.07.2014 года****01678P****Выдана****Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3, дом № 3ДАННЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН 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 лицензировании»)

Вид лицензии**генеральная****Особые условия
действия лицензии**

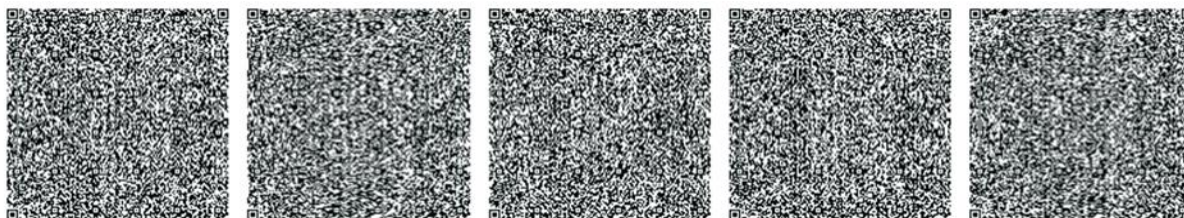
(в соответствии со статьями 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар**Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи**г.Астана**

Берілген құжат "Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы" 2003 жылғы 7 қазандағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ГЭЭ ПРОЕКТА
НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ОТ ИСТОЧНИКОВ
ЗАГРЯЗНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКОЕ, ВКЛЮЧАЯ БЛОК
ОГАЙСКОЕ, РАСПОЛОЖЕННОГО В ЖЫЛЫЙСКОМ РАЙОНЕ
АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2022 ГОД**

1 – 88

QAZAQSTAN RESPÝBLIKASY
EKOLOGIIA, GEOLOGIIA JÁNE
TABIĞI RESÝRSTAR MINISTRLIGI
EKOLOGIHALYQ RETTEÝ JÁNE
BAQYLAÝ KOMITETI
ATYRAÝ OBLYSY BOIYN SHA
EKOLOGIIA DEPARTAMENTI



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

060011, QR, Atyraý qalasy, B. Qulmanov kóshesi, 137 úi
tel/faks: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом
тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

АО «КоЖаН»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
государственной экологической экспертизы
проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское,
включая блок Огайское, расположенного в Жылыойском районе
Атырауской области на 2022 год

Материалы разработаны: ТОО «ЭкоТимПроект», ГЛ №01376Р от 29.12.2010г.

Заказчик материалов проекта: АО «КоЖаН», г.Атырау, ул.Б.Кулманова, 105.

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области на 2022 год.

Материалы поступили на рассмотрение 28.06.2021г. за № KZ63RXX00021967.

Общие сведения

Месторождение Морское, включая блок Огайское, находится на территории Жылыойского района Атырауской области. В географическом отношении расположено на юго-востоке Прикаспийской впадины в центральной части Южно-Эмбинского нефтеносного района.

Ближайшими пунктами являются нефтепромысел Прорва (25 км) и нефтепромысел Кара-Арна (15 км), ГПЗ ТШО (28 км).

Технологическая схема добычи и сбора нефти, применяемая на месторождении следующая:

Блок Огайское. Собираемая от скважин с каждого куста нефтяная эмульсия, направляется на технологическое оборудование куста скважин для предварительной подготовки, а затем автоцистернами, либо по трубопроводам,

1

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат w

поступает на ПСиПН Морское для дальнейшей подготовки. Схема добычи и сбора нефти на каждом кусте следующая: продукция скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС). После нефтегазового сепаратора, газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости, далее с газового сепаратора, очищенный газ поступает в виде топлива на печи подогрева нефти и на газопоршневые установки ГПЭС. Излишки газа транспортируются по газопроводу на месторождение Морское. Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН месторождения Морское.

Месторождение Морское (Восточный и Западный блок). С добывающих скважин каждого куста нефтегазовая смесь по выкидным линиям поступает на АГЗУ, где аналогично, как и на площадке Огайское, производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на общий коллектор ПСиПН (УПН) Восточного блока, диаметром 320 мм, связанный с площадью Огайское и Западного блока месторождения Морское. На ПСиПН месторождения Морское, ведется подготовка дегазированной нефтяной эмульсии с площади Огайское, Западного и Восточного блоков месторождения Морское, также сюда поступает нефть, привезенная с месторождения Каратал. Общая жидкость по нефтегазовому коллектору поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит первая ступень сепарации. Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на входе перед НГС в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко»).

Выделившийся газ с НГС отводится в газосепараторы, где производится очистка газа от капельной жидкости и механических примесей, далее газ проходит вторую ступень сепарации через сепаратор СЦВ (сепаратор центробежный вертикальный). Очищенный газ используется на собственные нужды месторождения, в виде топлива на печах подогрева ПП-0,63, ПНК-1,9, УН-0,2, ПТБ-5-40Э для подогрева нефти, газопоршневых установках ГПЭС для выработки электроэнергии, котлах отопительных Буран для теплоснабжения вахтового городка и теплогенераторах для обогрева помещений склада.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС через печи подогрева поступает в концевую сепарационную установку (КСУ), где происходит дополнительная сепарация от газа. После КСУ дегазированная нефтяная жидкость поступает в технологические резервуары РВС-1-1000 м³ и РВС-2-1000 м³ для отстоя. После разделения фаз и осаждения попутно пластовой воды, нефтяная эмульсия после выхода с РВС-1-1000м³ поступает через резервуар РВС-2-1000 м³ с помощью насоса перекачки в отстойник нефти ОН-200 для дальнейшего обезвоживания. Для еще лучшего отделения нефти от пластовой воды, нефть из отстойника ОН-200 подогреваясь на печах подогрева,

3 – 88

направляется в горизонтальный отстойник ОГ-200. Попутно-добытая пластовая вода с РВС-1 и отстойников сливается в дренажную емкость, откуда поршневыми насосами НБ-32 перекачивается в резервуары для сбора воды РВС-400 м³ №1 и №2.

С ОГ-200 нефть направляется в горизонтальные резервуары РВС №1,2,3,4,5,6,7,8, при этом в поток нефти добавляется пресная техническая вода, с целью обессоливания нефти и доведения ее до стандартов качества, как товарной. В РВС происходит разделение фаз (нефть и вода). Далее нефть направляется в резервуары товарной нефти РВС-1000 м³, 2000 м³ и 5000 м³ для хранения и последующей отправки автоцистернами на ПССН Каратон для дальнейшей реализации.

Осажденная техническая вода, которая образовалась после обессоливания нефти, сливается в отдельную дренажную емкость объемом 25 м³, из которой поршневыми насосами НБ-32 перекачивается в ОПФ-3000 (Отстойник с патронными фильтрами), где фильтруется от остаточной нефти и мехпримесей, и направляется в резервуары для сбора воды РВС-400 м³ №1 и №2. Из резервуаров РВС-400 №1 и №2 пластовая вода, насосами НБ-125 подается на систему ППД и распределяется по нагнетательным скважинам.

Месторождение Морское, включая блок Огайское, как источник загрязнения атмосферы, характеризуется выбросами от технологического оборудования, расположенного на одиннадцати кустовых площадках скважин блока Огайское и Восточного и Западного блоков месторождения Морское, площадке ПСиПН и на территории Вахтового поселка. Всего, выделено три основных промплощадки: промплощадка – месторождение Морское, включающая в себя 5 кустовых площадок скважин, площадку Пункт сбора и подготовки нефти (ПСиПН) и площадки одиночных добывающих скважин, склад; промплощадка – блок Огайское, включающая 6 кустовых площадок скважин и промплощадка – Вахтовый поселок, расположенная на значительном удалении от месторождения и Промплощадка – подземный и капитальный ремонт скважин (ПКРС)..

План добычи нефти и выделяемого попутного газа, при её подготовке на месторождении Морское, включая блок Огайское на 2022г.

№	Год	Добыча нефти согл. анализа разработки, тыс.тонн	Объемы выделяемого попутного газа при подготовке нефти, млн.м ³ /год
1.	2022	517,2	16,1

В настоящее время, весь объем выделяемого попутного газа при подготовке нефти на месторождении используется на собственные нужды – как топливо на печах подогрева нефти, ГПЭС и отопительных котлах, что позволяет добиться полной утилизации попутного газа.

Основными источниками выбросов вредных веществ на 2022 год на четырех промплощадках месторождения являются:

Промплощадка – месторождение Морское

3

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат w

- источник загрязнения №0002 – печь подогрева нефти ПП-0,63 - 1 ед.;
- источник загрязнения №0003 – печь подогрева нефти ПП-0,63 - 1 ед.;
- источник загрязнения №0008 – печь подогрева нефти ПП-0,63 - 1 ед.;
- источник загрязнения №0009 – печь подогрева нефти ПП-0,63 - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №0010 – печь подогрева нефти УН-0,2М3 (устьевой нагреватель);
- источник загрязнения №0012 – печь подогрева нефти УН-0,2М3 (устьевой нагреватель) – *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №0013 – устьевой нагреватель (печь) УН-0,2М3 - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №0014 – устьевой нагреватель (печь) УН-0,2М3 - 1 ед.;
- источники загрязнения №0018-0019 – ГПЭС - 2 ед. (ГПУ-1, ГПУ-2);
- источники загрязнения №0020-0021 – печи подогрева нефти ПНК-1,9 - 2 ед.;
- источники загрязнения №0022-0023 – печи подогрева нефти ПТБ-5-40Э - 2 ед.;
- источники загрязнения №0026-0028 – ДЭС JD201В - 3 ед.;
- источник загрязнения №0030 – ДЭС WPJD 100P 80кВт - 1 ед.;
- источники загрязнения №0031-0032 – ДЭС WPJD 100P 80кВт - 2 ед.;
- источник загрязнения №0034 – ДЭС WPJD 100P 80кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0035 – ДЭС John Deere 80кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0037 – ДЭС АД100С Т400 100 кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0041 – ДЭС DEUTZ 200 кВт - 1 ед.;
- источники загрязнения №0045-0046 – ДЭС АДД-4004 - 2 ед.;
- источник загрязнения №0049 – ДЭС АД200С-Т400 200 кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0052 – ДЭС ВСJD 48 кВт - 1 ед. - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №0053 – ДЭС АДД-4004 - 1 ед.;
- источники загрязнения №0054-0055 – ГПЭС - 2 ед. (ГПУ-3, ГПУ-4);
- источник загрязнения №0056 – химическая лаборатория;
- источники загрязнения №0060-0061 – ГПЭС - 2 ед.;
- источник загрязнения №0062 – печь подогрева нефти ПП-0,63 - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №0063 – печь подогрева нефти ПНК-1,9 - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №0066 – устьевой нагреватель (печь) УН-0,2 - 1 ед.;
- источник загрязнения №0067 – ДЭС ЯМЗ-315 - 1 ед.;
- источник загрязнения №0068 – ДЭС John Deere 80 кВт - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №0069 – ДЭС John Deere 80 кВт - *не*

эксплуатируется;

- источники загрязнения №0072-0073 – теплогенераторы - 2 ед.;
- источник загрязнения №0074 – АРОК (агрегат ремонта и обслуживания качалок) - 1 ед.;
- источник загрязнения №0076 – ДЭС 80 кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0077 – ДЭС 48 кВт - 1 ед.;
- источники загрязнения №0078-0079 – ДЭС Perkins - 2 ед.;
- источник загрязнения №0080 – печь подогрева нефти ПНК-3,5;
- источник загрязнения №6005 – АГЗУ 14-40-400 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6006 – АГЗУ ОЗНА Массомер ЕЕ-400-14 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6011 – ГЗУ 14-400-400 - 1 ед.;
- источники загрязнения №6021-6022 – газосепаратор ГС 1-2,5-600 - 2 ед.;
- источник загрязнения №6027 – газосепаратор ГС 1-2,5-600 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6028 – отстойник нефти ОН-200 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6029 – отстойник нефти ОГ-200 - 1 ед.;
- источники загрязнения №6031-6034 – блок дозирования реагентов - 4 ед.;
- источник загрязнения №6037 – дренажная емкость 25 м³ - 1 ед.;
- источник загрязнения №6041 – дренажная емкость 2 м³ - 1 ед.;
- источники загрязнения №6077-6081 – емкость хранения нефти РГС 60 м³ - 5 ед.;
- источники загрязнения №6082-6086 – емкость хранения нефти РГС 73 м³ - 5 ед.;
- источники загрязнения №6089-6091 – емкость хранения нефти РГС 73 м³ - 3 ед.;
- источник загрязнения №6092 – емкость хранения нефти РГС 73 м³ - *не эксплуатируется;*
- источник загрязнения №6093 – емкость хранения нефти РГС 73 м³ - 1 ед.;
- источники загрязнения №6094-6097 – емкость для хранения нефти РВС 1000 м³ - 4 ед.;
- источник загрязнения №6098 – насос для нефти - 1 ед.;
- источники загрязнения №6099-6101 – насосы для нефти - 3 ед. - *не эксплуатируются;*
- источники загрязнения №6102-6107 – насосы для нефти – 6 ед.;
- источники загрязнения №6108-6109 – насосы для нефти – *не эксплуатируются;*
- источники загрязнения №6110-6112 – насосы для нефти - 3 ед. - *демонтированы;*
- источники загрязнения №6113 – насос для нефти - 1 ед.;
- источник загрязнения №6119 – насос для нефти - 1 ед.;

- источники загрязнения №6130-6134 – насосы - 5 ед.;
- источник загрязнения №6135 – нефтеналивной стояк - *демонтирован*;
- источники загрязнения №6136-6140, 6151-6157 – конденсатосборники - 12 ед.;
- источники загрязнения №6158-6159 – емкость для хранения нефти РВС 2000 м³ - 2 ед.;
- источники загрязнения №6162-6164, 6221, 6223-6246 – эксплуатационные скважины - 28 ед.;
- источник загрязнения №6247 – нефтегазосепаратор НГС - 1 ед.;
- источник загрязнения №6251 – нефтегазосепаратор НГС 1-4-1200 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6252 – нефтегазосепаратор НГС-1-4-1200 - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №6253 – газосепаратор ГС СЦВ-7-219(1200)-12 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6258 – отстойник ОПФ - 1 ед.;
- источник загрязнения №6259 – КСУ - 1 ед.;
- источник загрязнения №6263 – АГЗУ 40-1-400 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6266 – емкость для хранения нефти 25 м³ - 1 ед. - *не эксплуатируется*;
- источники загрязнения №6270-6273 – емкость для хранения нефти РГС 70 м³ - 4 ед.;
- источник загрязнения №6276 – дренажная емкость - 1 ед.;
- источник загрязнения №6277 – насос для нефти - 1 ед.;
- источники загрязнения №6278-6279 – дренажная емкость 63 м³ - 2 ед.;
- источник загрязнения №6280 – дренажная емкость 60 м³ - 1 ед.;
- источник загрязнения №6282 – дренажная емкость - 1 ед.;
- источник загрязнения №6288 – нефтеналивной стояк - *демонтирован*;
- источник загрязнения №6289 – нефтеналивной стояк - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №6296 – нефтеналивной стояк - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №6297 – нефтеналивной стояк - 1 ед.;
- источник загрязнения №6298 – нефтеналивная эстакада;
- источник загрязнения №6299 – конденсатосборник;
- источники загрязнения №6300-6301 – конденсатосборники - 2 ед.;
- источники загрязнения №6307, 6309 – емкость для дизтоплива 1 м³ - 2 ед.;
- источник загрязнения №6310 – емкость для дизтоплива 19 м³ - *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №6311 – емкость для бензина - 1 ед.;
- источники загрязнения №6312-6321, 6325-6327 – эксплуатационные скважины – 13 ед.;

7 – 88

- источник загрязнения №6339 – сварочный пост;
- источник загрязнения №6340 – пост газорезки;
- источники загрязнения №6341-6342 – углошлифовальная машинка - 2 ед.;
- источник загрязнения №6343 – точильный станок;
- источник загрязнения №6344 – сверлильный станок;
- источник загрязнения №6345 – токарный станок;
- источник загрязнения №6346 – заправочные рукава;
- источник загрязнения №6347 – АГЗУ ОЗНА-Массомер-ЕЕ-400-14 – 1 ед.;
- источники загрязнения №6350-6351 – нефтегазосепаратор – 2 ед.;
- источник загрязнения №6352 – нефтегазосепаратор – не эксплуатируется;
- источник загрязнения №6353 – газосепаратор – 1 ед.;
- источник загрязнения №6354 – газосепаратор – не эксплуатируется;
- источники загрязнения №6359-6370 – блок подготовки топливного газа - 12 ед.;
- источник загрязнения №6371 – отстойник ОН-200 – 1 ед.;
- источник загрязнения №6372 – отстойник нефти ОГ – 1 ед.;
- источник загрязнения №6373 – дренажная емкость 50 м³ – 1 ед.;
- источник загрязнения №6374 – дренажная емкость – 1 ед.;
- источники загрязнения №6380-6383 – емкость для хранения нефти 60 м³ (4 ед.) – не эксплуатируются;
- источник загрязнения №6384 – емкость для хранения нефти 2000 м³ – 1 ед.;
- источник загрязнения №6385 – емкость для хранения нефти 5000 м³ – 1 ед.;
- источники загрязнения №6386-6387 – насос для нефти - 2 ед.;
- Источники загрязнения №6388 – насос для нефти – не эксплуатируется;
- источники загрязнения №6398-6399 – насосы для нефти - 2 ед.;
- источник загрязнения №6401 – насос для нефти - 1 ед. - не эксплуатируется;
- источники загрязнения №6402-6406 – конденсатосборники - 5 ед.;
- источники загрязнения №6407-6409 – емкости хранения дизтоплива - 3 ед.;
- источники загрязнения №6419-6423 – эксплуатационные скважины - 5 ед.;
- источник загрязнения №6424 – насос для нефти;
- источник загрязнения №6425-6426 – конденсатосборники - 2 ед.;
- источник загрязнения №6427 – дренажная емкость;
- источники загрязнения №6428-6429 – насосы для нефти – 2 ед.;
- источники загрязнения №6430-6431 – емкость для нефти – 2 ед.;

7

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат w

8 – 88

- источники загрязнения №6455-6456 – конденсатосборники - 2 ед.;
- Промплощадка – блок Огайское
- источник загрязнения №0001 – печь подогрева нефти ПП-0,63 - 1 ед.;
- источники загрязнения №0004-0007 – печи подогрева нефти ПП-0,63 - 4 ед.;
- источник загрязнения №0011 – печь подогрева нефти УН-0,2МЗ – не эксплуатируется;
- источники загрязнения №0015-0017 – ГПЭС - 3 ед.;
- источник загрязнения №0029 – ДЭС WPJD 100P 80кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0033 – ДЭС WPJD 100P 80кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0036 – ДЭС John Deere 80кВт - 1 ед.;
- источник загрязнения №0042 – ДЭС DEUTZ 200кВт - 1 ед.;
- источники загрязнения №0050-0051 – ДЭС Alimar 200 кВт - 2 ед.;
- источники загрязнения №0057-0058 – печи подогрева нефти ПНК-1,9 - 2 ед.;
- источник загрязнения №0059 – ГПЭС - 1 ед.;
- источники загрязнения №0064-0065 – печи подогрева нефти ПНК-1,9 - 2 ед.;
- источник загрязнения №6007 – АГЗУ МЕРА 40-8-400 – 1 ед.;
- источник загрязнения №6008 – АГЗУ-40-10-400 - 1 ед.;
- источники загрязнения №6009-6010 – АГЗУ-14-40-400 - 2 ед.;
- источник загрязнения №6013 – нефтегазосепаратор НГС-1,0-П-1,6(9,4)-2000-1-И - 1 ед.;
- источник загрязнения №6020 – нефтегазосепаратор НГС - 1 ед.;
- источники загрязнения №6023-6026 – газосепаратор ГС 1-2,5-600 - 4 ед.;
- источник загрязнения №6038 – дренажная емкость 50 м³ - 1 ед.;
- источники загрязнения №6039-6040 – дренажная емкость 4 м³ - 2 ед.;
- источник загрязнения №6042 – емкость хранения нефти РГС 50 м³ - 1 ед.;
- источники загрязнения №6043-6046 – емкости хранения нефти РГС 50 м³ - 4 ед. – не эксплуатируются;
- источники загрязнения №6047-6049 – емкости хранения нефти РГС 50 м³ - 3 ед.;
- источники загрязнения №6067-6074 – емкости хранения нефти РГС 60 м³ - 8 ед.;
- источник загрязнения №6075 – емкость хранения нефти РГС 60 м³ - 1 ед. – не эксплуатируется;
- источник загрязнения №6076 – емкость хранения нефти РГС 60 м³ - 1 ед.;
- источники загрязнения №6087-6088 – емкость хранения нефти РГС 73 м³ - 2 ед.;
- источники загрязнения №6114-6118 – насосы для нефти - 5 ед.;

8

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат w

- источник загрязнения №6120 – насос для нефти - 1 ед. – *не эксплуатируется*;
- источники загрязнения №6121-6122 – насосы для нефти - 2 ед.;
- источник загрязнения №6123 – насос для нефти - 1 ед. – *не эксплуатируется*;
- источники загрязнения №6124-6127 – насосы для нефти - 4 ед.;
- источник загрязнения №6128 – насос для нефти - 1 ед. – *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №6129 – насос для нефти - 1 ед.;
- источники загрязнения №6141-6150 – конденсатосборники - 10 ед.;
- источники загрязнения №6166-6169, 6171-6172, 6174-6220 – эксплуатационные скважины - 53 ед.;
- источники загрязнения №6248-6250 – нефтегазосепаратор НГС - 3 ед.;
- источники загрязнения №6254-6257 – блок подготовки топливного газа - 4 ед.;
- источники загрязнения №6260-6262 – АГЗУ 14-40-400 - 3 ед.;
- источник загрязнения №6264 – АГЗУ Мера ММ-40-10-400 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6265 – емкость для хранения нефти РГС 60 м³ - 1 ед.;
- источники загрязнения №6267-6268 – емкость для хранения нефти 75 м³ - 2 ед.;
- источник загрязнения №6269 – емкость для хранения нефти РГС 70 м³ - 1 ед. – *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №6274 – емкость для хранения нефти РГС 77 м³ - 1 ед. – *не эксплуатируется*;
- источник загрязнения №6275 – емкость для хранения нефти РГС 77 м³ - 1 ед.;
- источник загрязнения №6281 – дренажная емкость - 1 ед.;
- источники загрязнения №6283-6287 – дренажная емкость - 5 ед.;
- источник загрязнения №6290 – нефтеналивной стояк - 1 ед.;
- источники загрязнения №6291-6295 – нефтеналивной стояк - 5 ед. – *не эксплуатируются*;
- источники загрязнения №6304-6305 – манифольд - 2 ед.;
- источник загрязнения №6306 – емкость для дизтоплива 1 м³ - 1 ед.;
- источник загрязнения №6308 – емкость для дизтоплива 1 м³ - 1 ед.;
- источники загрязнения №6322-6324, 6328-6338 – эксплуатационные скважины – 14 ед.;
- источники загрязнения №6348-6349 – АГЗУ-14-40-400 – 2 ед.;
- источники загрязнения №6355-6358 – блок подготовки топливного газа – 4 ед.;
- источник загрязнения №6375 – дренажная емкость – 1 ед.;
- источники загрязнения №6376-6379 – емкость для хранения нефти 60

10 – 88

м³ – 4 ед.;

- источники загрязнения №6389-6397, 6400 – насос для нефти – 10 ед.;
- источники загрязнения №6411-6418, 6442-6454 – эксплуатационные скважины – 21 ед.;

- источник загрязнения №6432 – нефтегазосепаратор;
- источники загрязнения №6433-6434 – газосепараторы - 2 ед.;
- источники загрязнения №6435-6438 – дренажные емкости - 4 ед.;
- источник загрязнения №6439 – емкость для дизтоплива 1 м³ – 1 ед.;
- источник загрязнения №6440 – манифольд;
- источники загрязнения №6457-6461 – конденсатосборники - 5 ед.

Промплощадка - Вахтовый поселок

- источники загрязнения №0024-0025 – ДЭС JD201B 164 кВт – 2 ед.;
- источники загрязнения №0047-0048 – котел Буран – 2 ед.;
- источники загрязнения №0070-0071 – котел Буран – 2 ед.;
- источник загрязнения №0075 – котел Буран;
- источник загрязнения №6001 – емкость для дизтоплива 25 м³ – 1 ед.;
- источник загрязнения №6002 – емкость для дизтоплива 60 м³ – 1 ед.;
- источник загрязнения №6003 – насос для дизтоплива – 1 ед.;
- источник загрязнения №6004 – насос для дизтоплива – 1 ед.;
- источник загрязнения №6302-6303 – конденсатосборники – 2 ед.;
- источник загрязнения №6410 – емкость для дизтоплива;
- источник загрязнения №6441 – емкость для дизтоплива.

Промплощадка - Подземный и капитальный ремонт скважин (ПКРС)

- источник загрязнения №0501 – установка УПА-60/80 - 1 ед.;
- источник загрязнения №0502 – установка АПРС-40 (агрегат подземного ремонта скважин) – 1 ед.;
- источник загрязнения №0503 – цементирувочный агрегат ЦА-350 - 1 ед.;
- источник загрязнения №0504 – цементирувочный агрегат ЦА-320 - 1 ед.;
- источник загрязнения №6501 – газосепаратор - 1 ед.;
- источник загрязнения №6502 – пересыпка цемента (приготовление раствора).

Количество источников выбросов вредных веществ в общем по всем площадкам в 2022 году составит: 461 стационарный источник, из них 70 – организованных и 391 неорганизованный.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию на 2022 год представлены в Приложении 1.

Санитарно-защитная зона

Согласно представленному проекту размер санитарно-защитной зоны составляет 500 м.

10

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат w

11 – 88

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы от источников выбросов показал, что выбросы не превышают 1 ПДК на границе санитарно-защитной зоны.

За достоверность данных, содержащихся в данной заключении государственной экологической экспертизы ответственность несет Заказчик.

Вывод

Государственная экологическая экспертиза согласовывает проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области на 2022 год.

Руководитель Департамента

Руководитель экспертного подразделения

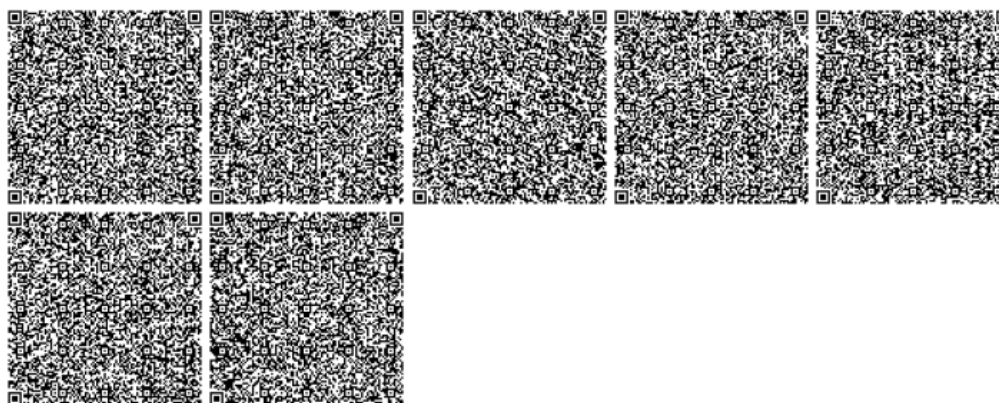
А. Бекмухаметов

Исп: А. Темиров

11

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат w

92



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат w